

Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
 Отделение электроэнергетики и электротехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проектирование электроснабжения ООО «ЗКПД ТДСК» с учетом перспективы внедрения форсированного электроразогрева бетонной смеси

УДК 696.6:666.97.035.51

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А6Г	Исмейкина Кристина Сергеевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОЭЭ ИШЭ	Ушаков В.Я	Д.Т.Н., профессор		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Подопригора И. В.	к. т. н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Мезенцева И.Л.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника	Шестакова В.В.	к.т.н., доцент		

Планируемые результаты обучения по ООП «Электроэнергетика»

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Универсальные компетенции</i>		
P1	<i>Совершенствовать и развивать свой интеллектуальный и общекультурный уровень, добиваться нравственного и физического совершенствования своей личности, обучению новым методам исследования, к изменению научного и научно-производственного профиля своей профессиональной деятельности.</i>	Требования ФГОС (ОК-1, 3; ОПК-1, 2), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , <i>работодателей</i>
P2	<i>Свободно пользоваться русским и иностранным языками как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.</i>	Требования ФГОС (ОПК-3), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , <i>работодателей</i>
P3	<i>Использовать на практике навыки и умения в организации научно-исследовательских и производственных работ, в управлении коллективом, использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности.</i>	Требования ФГОС (ОК-2, 3; ОПК-1; ПК-1, 2, 3), Критерий 5 АИОР (п. 2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , <i>работодателей</i>
P4	<i>Использовать представление о методологических основах научного познания и творчества, роли научной информации в развитии науки, готовностью вести работу с привлечением современных информационных технологий, синтезировать и критически резюмировать информацию.</i>	Требования ФГОС (ОК-3; ОПК-1, 4), Критерий 5 АИОР (п. 1.6, 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , <i>работодателей</i>
<i>Профессиональные компетенции</i>		
P5	<i>Применять углубленные естественнонаучные, математические, социально-экономические и профессиональные знания в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной деятельности, связанной с автоматизированными системами диспетчерского управления в электроэнергетике.</i>	Требования ФГОС (ОПК-4; ПК-4-6) ¹ , Критерий 5 АИОР (п.1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , <i>работодателей</i>

¹ Указаны коды компетенций по ФГОС (направление 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника), утвержденному Приказом Министерства образования и науки РФ № 1500 от 21.11.2014 г.

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
P6	Ставить и <i>решать инновационные задачи</i> инженерного анализа при проектировании, эксплуатации и обслуживании автоматизированных систем диспетчерского управления электроэнергетических систем с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей в условиях неопределенности.	Требования ФГОС (ПК-1, 7,8). Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , <i>работодателей</i>
P7	Выполнять инновационные <i>инженерные проекты</i> по разработке аппаратных и программных средств автоматизированных систем диспетчерского управления электроэнергетических систем с использованием современных методов проектирования и передового опыта разработки конкурентоспособных систем.	Требования ФГОС (ПК-2, 9, 10, 11). Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , <i>работодателей</i>
P8	Проводить инновационные <i>инженерные исследования</i> в области автоматизированных систем управления электроэнергетических систем, включая критический анализ данных из мировых информационных ресурсов.	Требования ФГОС (ПК-3, 13, 14, 15, 24-26). Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> .
P9	Проводить <i>технико-экономическое обоснование</i> проектных решений; осуществлять профессиональную деятельность руководствуясь требованиями стандартов и рынка; разрабатывать планы и программы организации профессиональной деятельности на предприятии; определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса.	Требования ФГОС (ПК-11, 12, 13, 16-20, 24, 26), Критерий 5 АИОР (п. 1.5, 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , <i>работодателей</i>
P10	Проводить <i>монтажные, регулировочные, испытательные</i> , наладочные работы оборудования и программного обеспечения по профилю профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ПК-22, 23, 25, 26), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , <i>работодателей</i>
P11	<i>Осваивать новое оборудование и программное обеспечение в сфере автоматизации диспетчерского управления</i> ; проверять техническое состояние и остаточный ресурс эксплуатируемых программно-технических комплексов и организовывать профилактический осмотр и текущий ремонт.	Требования ФГОС (ПК-27, 28), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , <i>работодателей</i>
P12	Разрабатывать рабочую <i>проектную и научно-техническую документацию</i> в соответствии со стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами; организовывать метрологическое обеспечение электроэнергетического и электротехнического	Требования ФГОС (ПК-29, 30), Критерий 5 АИОР (п. 1.3, 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	оборудования; составлять <i>оперативную документацию</i> , предусмотренную правилами технической эксплуатации оборудования и организации работы.	<i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , <i>работодателей</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Отделение электроэнергетики и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Шестакова
В.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5А6Г	Исмейкиной Кристине Сергеевне

Тема работы:

Проектирование электроснабжения ООО «ЗКПД ТДСК» с учетом перспективы внедрения форсированного электроразогрева бетонной смеси	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	10.02.2020 г № 41-35/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p><i>Промышленное предприятие ООО «Завод крупнопанельного домостроения томской домостроительной компании», являющееся крупнейшим в области по производству сборного железобетона. Предприятие по надёжности электроснабжения отнесено ко второй категории. Система электроснабжения предприятия должна отвечать требованиям</i></p>
---	--

	<i>надёжности, экономичности, рациональности и энергоэффективности.</i>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p><i>Основной задачей проекта является проектирование системы электроснабжения с учетом внедрения форсированного электроразогрева бетонной смеси с использованием комплексного подхода для обеспечения требуемого энергетического эффекта и минимизации капитальных вложений и эксплуатационных издержек. Проект также должен отвечать требованиям ресурсосбережения и качества электрической энергии</i></p> <p><i>В процессе выполнения работы выполнены поставленные требования, разработана рациональная и надёжная система электроснабжения с применением современного оборудования, выбран наиболее оптимальный тариф на оплату электрической энергии. Также уделено внимание вопросу энергосбережения посредством внедрения компенсации реактивной мощности и проведения техникоэкономического обоснования применения данного мероприятия.</i></p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p><i>Графический материал, содержащие принципиальные схемы электроснабжения и схемы расположения, приводятся в приложении А-В. Эскизные графические материалы к расчетам представлены в виде иллюстраций.</i></p>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

<i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	к.т.н., доцент ОСГН Подопригора И. В.
Социальная ответственность	Ассистент ООД Мезенцева И.Л.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: нет	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	17.02.2020 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОЭЭ ИШЭ	Ушаков В.Я	д.т.н., профессор		17.02.2020 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А6Г	Исмейкина К. С.		17.02.2020 г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5А6Г	Исмейкиной Крстине Сергеевне

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение школы (НОЦ)	Электроэнергетики и электротехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материально-технических, энергетических, финансовых, ресурсов определялась по г.Томску.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Затраты на специальное оборудование определяются согласно стоимости оборудования по прейскурантам или по договорной цене.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	На 2020 г. в соответствии с Приказом ФСТ от 18.12.13 № 233-э/2 установлен размер переплат за электроэнергию.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определение возможных альтернатив проведения научных исследований.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Основой для формирования бюджета являются основная заработная плата исполнителей, страховые отчисления и накладные расходы
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определение ресурсной эффективности происходит на основе расчета затрат на приобретение специального оборудования, монтаж, эксплуатационные издержки, стоимости электроэнергии.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	17.02.2020 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Подопригора И. В.	к. т. н., доцент		17.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А6Г	Исмейкина К. С.		17.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5А6Г	Исмейкина Кристина Сергеевна

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение (НОЦ)	Электроэнергетики и электротехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Тема ВКР:

Проектирование электроснабжения ООО «ЗКПД ТДСК» с учетом перспективы внедрения форсированного электронагрева бетонной смеси	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	- Промышленное предприятие ООО «ЗКПД ТДСК», с учетом внедрения форсированного электронагрева бетонной смеси
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> — специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; — организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003; - ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; - ГОСТ Р ИСО 14644-1-2017 Чистые помещения и связанные с ними контролируемые среды. Часть 1. Классификация чистоты воздуха по концентрации частиц; - ГОСТ 12.1.038—82 ССБТ. Электробезопасность.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> — Превышение уровня шума; — Отклонение показателей микроклимата; — Запыленность рабочей зоны; — Опасность поражения электрическим током.

3. Экологическая безопасность:	– Воздействие на атмосферу: выделение пыли, фтористого водорода, окисей марганца.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- Возможные ЧС: пожар, подземные пожары горючих ископаемых. - Наиболее вероятный вид ЧС-техногенный(пожар) вследствие нарушения технологического режима.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	17.02.2020 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Мезенцева И.Л.			17.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А6Г	Исмейкина К. С.		17.02.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 111с., 7 рис., 24 табл., и 41 источников, 3 прил.

Ключевые слова: ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ, ДИНАМИЧЕСКАЯ КОМПЕНСАЦИЯ, РАСЧЕТНЫЙ ТОК, ЦЕНТР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, ТАРИФ.

Объектом исследования является Промышленное предприятие ООО «ЗКПД ТДСК»

Цель работы - Проектирование электроснабжения предприятия с учетом внедрения форсированного электронагрева бетонной смеси.

В процессе исследования проводились необходимые для проектирования электроснабжения расчеты, проверка существующего электроснабжения, проектирования альтернативного электроснабжения, рассмотрение целесообразности компенсации реактивной мощности и технико-экономическое обоснование данного мероприятия.

В результате исследования Разработан проект электроснабжения предприятия, технически и экономически оправдано применение компенсации реактивной мощности.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: Спроектированная система электроснабжения обладает достаточной надежностью, гибкостью, отвечает современным требованиям.

Степень внедрения: Разработка и защита проекта

Область применения: Промышленное предприятие ООО «ЗКПД ТДСК»

Экономическая эффективность/значимость работы – Проект рассматривает возможность внедрение форсированного электронагрева бетонной смеси, одного из передовых методов термической обработки, повышающих качество и эффективность бетонных работ при производстве самых разнообразных сборных железобетонных конструкций. Реализация рассматриваемых установок компенсации реактивной мощности обеспечит снижение капитальных затрат на сооружение линий электропередачи и снизит ежегодные эксплуатационные издержки, связанные с повышением тарифа на оплату электроэнергии и потерями активной мощности на передачу реактивной.

Определения, сокращения, обозначения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Бетонная смесь - это целесообразно подобранная и тщательно перемешанная с вяжущим веществом вода, заполнитель, иногда некоторые добавки, до начала ее формования и начала твердения.

Железобетон - бетонный монолит с внутренним каркасом из стальной арматуры.

Термическая обработка бетонной смеси - термическое воздействие на бетонную смесь с целью ускорения набора прочности бетонных конструкций.

Электроснабжение - обеспечение потребителей электрической энергией.

Системой электроснабжения называется совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией.

Электрической сетью называется совокупность электроустановок для передачи распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных (ВЛ) и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории.

Потребителем электрической энергии называется электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

Нормальный режим потребителя электрической энергии – режим, при котором обеспечиваются заданные значения параметров его работы

Послеаварийный режим – режим, в котором находится потребитель электрической энергии в результате нарушения в системе его

электроснабжения до установления нормального режима после локализации отказа

В данной работе применены следующие сокращения:

АБК-административно-бытовой комплекс;

БСУ- бетоносмесительный узел;

СГП- склад готовой продукции;

ЦРП – центральный распределительный пункт;

ТП – трансформаторная подстанция;

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

Нормативные ссылки

1. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95
2. СП 256.1325800.2016 Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа (с Изменениями N 1, 2, 3)
3. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 февраля 2016 г. –М.: КНОРУС, 2016.-488 с.
4. ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N 1)
5. Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии"
6. Приказ ФСТ от 18.12.13 № 233-э/2 «Об утверждении предельных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии по субъектам Российской Федерации на 2014 год».
7. Приказ ФСТ от 31.08.2010 № 219-э/6 «Об утверждении методических указаний по расчету повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон по договорам об оказании услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети (договорам энергоснабжения) »
8. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020).

9. ГОСТ 12.1.003 – 2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
10. СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменением N 1).
11. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).
12. ГОСТ Р ИСО 14644-1-2017 Чистые помещения и связанные с ними контролируемые среды. Часть 1. Классификация чистоты воздуха по концентрации частиц.
13. ГОСТ 12.1.038—82 ССБТ. Электробезопасность Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1).
14. ГОСТ 12.3.003-86 ССБТ. Работы электросварочные. Требования безопасности (с Изменением N 1).
15. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1).

Оглавление	
Введение	17
1. Характеристика производства	19
1.1 Технология производства железобетонных изделий	19
1.2 Особенности производственного этапа – термической обработки	20
2. Обзор литературы.....	23
3. Объект и методы исследования	25
4. Расчеты и аналитика	26
4.1 Исходные данные	26
4.2 Определение расчетной нагрузки предприятия	28
4.2.1 Осветительная нагрузка	28
4.2.2 Расчет электрической нагрузки формовочного цеха.....	30
4.2.3 Расчет электрических нагрузок по заводу	31
5. Проверка системы существующего электроснабжения	35
5.1 Проверка системы внутризаводского электроснабжения	35
5.2 Проверка внешнего электроснабжения.....	40
6. Проектирование альтернативного электроснабжения.....	42
6.1 Проектирование внешнего электроснабжения	42
6.2 Картограмма и определение центра электрических нагрузок	43
6.3 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций	45
6.4 Компенсация реактивной мощности.....	48
6.5 Схема внешнего электроснабжения	56
6.6 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	59
6.7 Схема внутризаводской сети 10 кВ	61
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ..	70
7.1 Расчет приведённых затрат для варианта без компенсации реактивной мощности	70
7.2 Расчет приведённых затрат для варианта с применением компенсации реактивной мощности	77
7.3 Выбор оптимального варианта	82
7.4 Выбор тарифа на оплату электроэнергии	86

Введение

В данной работе рассматривается система электроснабжения промышленного предприятия ООО «ЗКПД ТДСК» с учетом внедрения форсированного электроразогрева бетонной смеси. Область применения изделий рассматриваемого производства - строительство жилых и общественных зданий. Основная продукция предприятия - детали крупнопанельного домостроения для блок-секций, плиты перекрытия, а также сваи и лоджии. Железобетонные изделия завода поставляются не только по Томской области, составляя более 50 % сегмента строительного рынка, но и в такие области как Кемеровская и Новосибирская.

Был произведен расчет существующего электроснабжения при внедрении эффективного с технико-экономической точки зрения метода термической обработки, в процессе которого обнаружилось нарушение условия нагрева длительным расчетным током.

На следующем этапе был предложен альтернативный вариант электроснабжения завода железобетонных изделий. Задачи, которые ставились при проектировании новой системы электроснабжения предприятия: оптимизация параметров систем путем правильного выбора напряжений, определения электрических нагрузок и требований к бесперебойности электроснабжения; рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, средств компенсации реактивной мощности и др.

Выбор оборудования и аппаратов осуществлён исходя из номенклатуры продукции как импортных, так и отечественных современных ведущих производителей.

Выбор каждого элемента был произведён обоснованно, исходя из технических и экономических соображений. В конкретных случаях приведены аргументы, обосновывающие принятое решение. Также очень важную роль при вынесении решения играет его адекватность и практичность не только с

точки зрения проектировщика, но и с точки зрения ИТР, которому предстоит эксплуатировать данную систему.

Динамично развивающаяся строительная отрасль Томской области, востребованность железобетонной продукции в большинстве отраслей промышленности, наличие незастроенных площадей на территории предприятия, - всё это указывает на неизбежный рост нагрузок предприятия в случае успешного его существования. Поэтому при выборе элементов схемы приоритетным критерием является обеспечение запаса по мощности.

1. Характеристика производства

1.1 Технология производства железобетонных изделий

Железобетон представляет собой бетонный монолит с внутренним каркасом из стальной арматуры. Активными составляющими бетона являются цемент и вода. В результате химической реакции этих двух основных и других специальных добавок образуется цементный камень. Инертные составляющие - это заполнители, которые не учувствуют в реакции: песок, гравий, щебень. Прочность бетона зависит от прочности заполнителей, активности цемента, водоцементного отношения и способе приготовления бетонной смеси.

Технология производства железобетонных изделий включает подготовку бетонной смеси, изготовление арматуры методом точечной или дуговой сварки, установку арматурного каркаса, формирование и тепловлажностную обработку изделий. Процесс формирования состоит из следующих операций: сборки и смазки форм, установки арматуры и закладных деталей укладки и уплотнения бетонной смеси в формах, распалубка готовых изделий после тепловлажностной обработки.

При уплотнении бетонной смеси удаляется попавший в процессе производства воздух, правильно распределяется раствор в опалубке. На рассматриваемом производстве применяется вибрационное уплотнение. Формование изделий осуществляется на вибростолах или же с использованием поверхностных, глубинных и навесных вибраторов. После формования для ускорения твердения бетон подвергают тепловлажностной обработке.

Изготовление бетона осуществляется в бетоносмесительном узле, где производится последовательно подготовка и дозирование на весахполуавтоматах сырьевых материалов и загрузка их в бетоносмесительные установки, в которых происходит смешивание материалов с водой.

1.2 Особенности производственного этапа – термической обработки

В производстве сборного и монолитного бетона наиболее длительным технологическим процессом является выдерживание отформованных конструкций. В зависимости от требуемой прочности продолжительность его при нормальной температуре колеблется от 7 до 28 суток [1]. С существующими темпами строительства такие длительные сроки твердения бетона неприемлемы, поэтому непременным условием любой технологии производства бетонных работ является ускорение набора прочности бетона. Наиболее распространённым способом ускорения твердения смеси является тепловая обработка. Суть тепловой обработки заключается в том, что при повышении температуры ускоряются химические реакции, и прочность бетона растёт гораздо быстрее. Если при оптимальной температуре 20°C и влажности 90% процесс отвердевания занимает 28 суток, то теоретически, согласно формуле Ван Гоффа, при температуре 60°C он должен произойти за 8 часов. На практике этот процесс при указанной температуре занимает 12 часов. Существуют различные методы тепловой обработки, которые подразделяются [2]:

По виду теплоносителя (прогрев паром, горячим воздухом или дымовыми газами, горячей или перегретой водой, парогазовой смесью и электрической энергией). Наиболее распространённым из них является пропаривание. На рассматриваемом предприятии применяется тепловая обработка в среде продуктов сгорания природного газа, а также обработка горячим воздухом.

По кратности воздействия высоких температур (одно- и двухстадийная тепловая обработка) и по режиму действия (периодические и непрерывные).

Наиболее типичный график тепловой обработки изделий представлен на рисунке 1(а). Первый отрезок – стадия подъёма температуры (в среднем 2-4 часа); второй отрезок – изотермическая выдержка (поддержание одинаковой температуры (60-70 °C)) в среднем 6-10 часов; третий – остывание – 2-4 часа.

В данном случае термическое оборудование задействовано на протяжении всего цикла тепловой обработки (регулируется подача пара, газа и т.д).

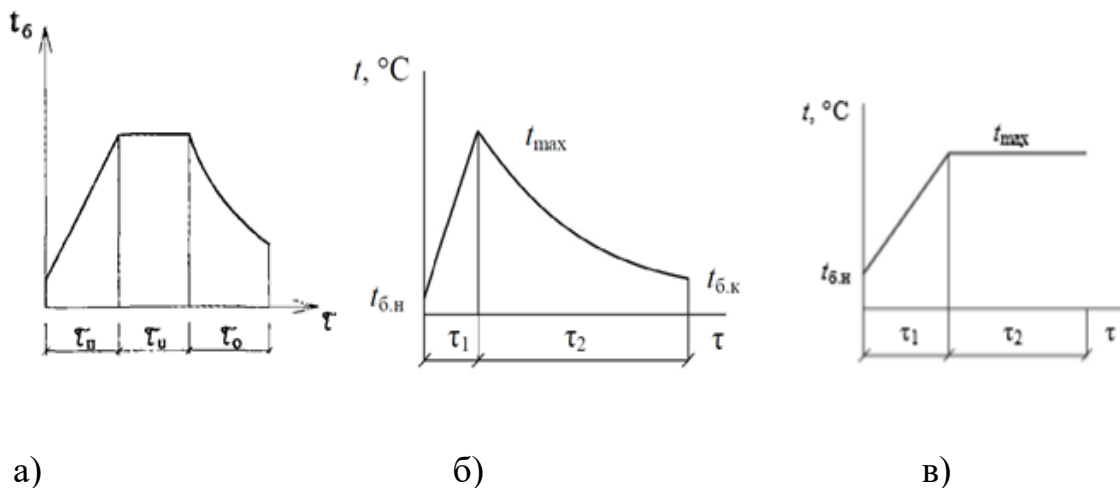


Рисунок 1 – Температурные режимы термообработки
 а) изотермический с остыванием; б) электротермос; в)
 изотермический;

Изотермический режим (рисунок 1, в) состоит из периода разогрева конструкции от $t_{б.н}$ до t_{max} и изотермического прогрева при этой температуре, продолжительность которого назначается из условия получения требуемой прочности.

Существует также схема электротермоса (рисунок 1, б), состоящая из периода разогрева в течение τ часов от $t_{б.н}$ до t_{max} и остывания в течение $\tau_{ост}$ часов. Прочность бетон набирает при остывании конструкции до температуры $t_{б.к}$.

В данной работе рассмотрена возможность применения форсированного электроразогрева бетонной смеси. Сущность данного метода заключается в интенсивном внесении тепла в бетонную смесь до её уплотнения — смесь разогревается путём пропускания через неё электрического тока до температуры 70-90 °С за 10-15 минут, и укладывается в форму с хорошей теплоизоляцией. Далее форма накрывается тепловлагоизоляционным материалом, либо отправляется в камеру,

обеспечивающую дополнительную теплоизоляцию. После плавного длительного остывания бетон также набирает необходимую прочность. Здесь имеет место именно третий режим тепловой обработки. Первый отрезок τ_1 – разогрев смеси до 70-90 °С за 10-15 минут; τ_2 – длительное плавное остывание после укладывания в форму (10-18 часов). Метод экономичен за счет того что, во первых, нагревательное оборудование используется только первые 10-15 минут, во вторых, электрическая энергия превращается в тепловую непосредственно в бетонной смеси в момент ее максимальной электропроводности; эффективно используется экзотермия цемента, максимум которой достигается через 1,5–2 часа после разогрева смеси, исключается безвозвратная потеря греющих проводов, электродов и других вспомогательных материалов и в третьих, процесс структурообразования идет более равномерно, по сравнению с другими способами термообработки.

2. Обзор литературы

Основополагающим фактором при проектировании электроснабжения предприятия является правильное определение электрических нагрузок, для расчета которых существует ряд научно обоснованных методов. С учетом исходных данных наиболее предпочтительным методом является метод коэффициента спроса, находящий применение для предварительных расчетов общезаводских нагрузок с высокими значениями числа электроприемников. Погрешность этого метода составляет 5-10 %, что является вполне приемлемым и допустимым.

При проектировании необходимо учитывать особенности электроснабжения промышленных площадок. Система электроснабжения должна обеспечивать бесперебойность электроснабжения в соответствии с категорией электроприемников, быть простой, удобной и безопасной в эксплуатации. Также немаловажным аспектом является соответствие минимуму приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию.

В настоящее время существует большое количество литературы, освещающие данные вопросы. Наиболее актуальным источником, раскрывающим основы технической стороны проекта, является учебное пособие «Электроснабжение промышленных предприятий» под авторством М.А. Мельникова. В данном пособии компактно и четко формулируются основные методы расчетов при проектировании, приводится большое количество справочного материала, что делает данное пособие вполне универсальным. Более подробные вопросы внутреннего электроснабжения этот автор рассматривает в учебном пособии «Внутризаводское электроснабжение». Здесь наиболее широко представлена технико-экономическая сторона электроснабжения.

С точки зрения актуальности и новизны справочного материала следует также отметить учебное пособие Г.Н. Ополевой «Схемы и подстанции электроснабжения», в котором приводится обзор и справочные материалы на

современное отечественное и импортное коммутационное оборудование, комплектные трансформаторные подстанции и устройства, кабельно-проводниковую продукцию.

Вопросы энергосбережения и повышения энергетической эффективности наиболее широко представлены в учебном пособии Г.Н. Климовой «Энергосбережение на промышленных предприятиях». Данный источник широко рассматривает не только технические вопросы данного направления, но и юридическую его сторону.

Электроснабжение объектов является перспективным направлением, не теряющим своей актуальности и востребованности. Помимо рассмотренных основных вопросов электроснабжения, существует множество других, рассматривающих данное направление с определённой стороны, формируются новые дисциплины, углубляя и совершенствуя изучение данной области науки и техники.

3. Объект и методы исследования

Основными исходными данными при проектировании электроснабжения промышленного предприятия ООО «ЗКПД ТДСК»: генплан предприятия, установленные мощности цехов, описание технологического процесса предприятия, пропорции составляющих единицы бетонной смеси, график электрических нагрузок предприятия. Для анализа и сопоставления проектируемой системы с существующей использованы действующие схемы электроснабжения.

В данной работе необходимо произвести расчет внутреннего и внешнего электроснабжения, с учетом внедрения нового способа термической обработки. Для существующего электроснабжения необходимо проверить допустимость нагрузки для внешней и внутривародской сети, а также предложить меры превышения нормативных значений.

Расчет нагрузок на первом этапе работы послужит основой для проектирование альтернативного электроснабжения предприятия. Необходимо произвести выбор схем электроснабжения, разобрать целесообразность и провести технико-экономическое обоснование применения компенсации реактивной мощности, как один из вариантов повышения энергетических характеристик системы. Также должны быть рассмотрены вопросы по охране труда на предприятии и основные экологические аспекты.

Основные расчеты производятся по общепринятым методикам, освещенных в пособиях по расчету и проектированию электроснабжения промышленных предприятий. При расчете нагрузки по предприятию в целом использован метод коэффициента спроса.

4. Расчеты и аналитика

4.1 Исходные данные

Предприятие включает в себя 3 цеха, 5 складов, 2 административно-бытового комплексов, энергоблок и компрессорную станцию. Расположение каждого из цехов на генплане приведено на рисунке 2, данные по каждому цеху приведены в таблице 1.

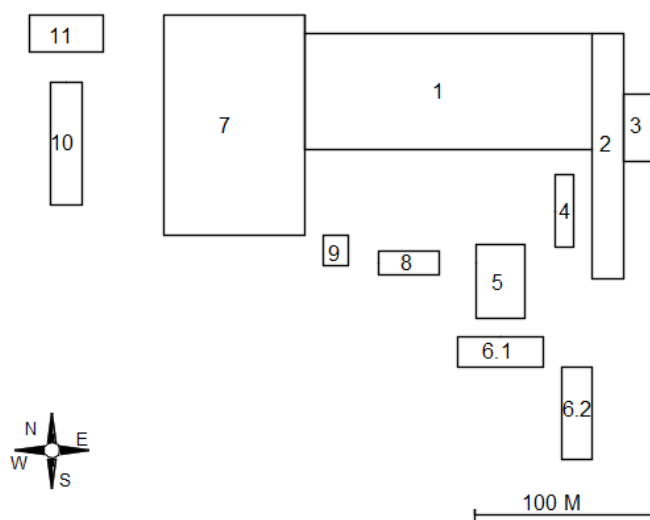


Рисунок 2- Генплан предприятия

Таблица 1-Исходные данные

№ на плане	Наименование объекта	Уст. мощность, кВт	Кс	cosφ	Площадь цеха, м ²
1	Формовочный цех	1350	0,4	0,7	10578
2	Арматурный цех	1225	0,35	0,6	2158
3	АБК 1	80	0,6	0,85	689
4	БСУ	310	0,5	0,75	576
5	Склад цемента	95	0,4	0,75	1194
6.1, 6.2	Склады инертных материалов	90	0,9	0,75	1800
7	СГП	156	0,3	0,6	9972
8	Энергоблок	65	0,4	0,85	450
9	Компрессорная станция	700	0,8	0,7	125
10	Материальный склад	15	0,35	0,85	727
11	АБК2	20	0,5	0,85	630

На сегодняшний день функционируют четыре пролета для термообработки. Планируется внедрить форсированный электроразогрев, заменив метод термообработки на существующие две линии, а также еще на 2 недостроенные линии. В итоге формовочный цех после достраивания будет состоять из шести пролётов, четыре из которых – внедряемый участок форсированного электроразогрева. Текущая установленная мощность останется неизменной, не учитывая мощность, затраченную оборудованием для электроразогрева, Однако на перспективу доработки производственной линии в будущем необходимо принять резерв в 15 %.

В расчетную нагрузку формовочного цеха необходимо добавить мощность, потребляемую оборудованием для электроразогрева смеси. С целью унификации оборудования и обеспечения гибкости производственного процесса, в каждый из пролётов будут установлены одинаковые устройства разогрева, рабочий объём каждого из которых 2 м³. Для этого объема бетонной смеси, пропорции по каждому компоненту представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Пропорции компонентов бетонной смеси

Объём разогреваемой смеси, м ³	Время разогрева, мин	Расход материалов на 1 м ³ смеси , кг			
		Цемент	Песок	Гравий	Вода
2	10-15	290	870	1150	90

Поскольку внедряемый электроразогрев потребует расширение существующего помещения формовочного цеха, необходимо увеличить площадь цеха в 1,5 раза.

4.2 Определение расчетной нагрузки предприятия

4.2.1 Осветительная нагрузка

Исходя из данных в документе СП 52.13330.2016 (и других годов) «Естественное и искусственное освещение», выбираем норму освещенности для конкретного освещения. В соответствии с разрядом зрительных работ для искусственного общего освещения норма освещенности составляет 200 лк. Для помещений таких как, энергоблок, компрессорная станция следует снизить норму освещенности, так как там наблюдается кратковременное пребывание людей [3]. В зонах складских помещений нормы освещения ниже по рекомендациям РАМН в соответствии с требованиями СНиП 23.05-95 при общем освещении составляет 200 лк. Для остальных помещений, где располагаются офисы- 300 лк. Поэтому среднее величину нормы освещенности 200 лк для всех помещений завода.

При расчете по методу коэффициента использования необходимое светодиодных светильников рассчитывается по формуле [5]:

$$N = \frac{E_n \cdot k \cdot S \cdot z}{\Phi_0 \cdot \eta},$$

где E_n -нормативная освещенность для общего освещения, лк;

k -коэффициент запаса, учитывающий уменьшения количества света от светильников в процессе эксплуатации, для светодиодных светильников равен 1,1;

S - площадь помещения, м²;

z -отношение $\frac{E_{cp}}{E_{мин}}$, при расчете на среднюю освещенность не учитывается;

Φ_0 -Значение светового потока светодиодного светильника из каталога, лм;

η -коэффициент использования в долях единицы;

Для определения коэффициента использования η находится индекс помещения i и предположительно оцениваются коэффициенты отражения поверхностей помещения: потолка - ρ_n , стен - ρ_c , расчетной поверхности или пола - ρ_p .

Индекс помещения находится по формуле:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)},$$

где A - длина помещения, м;

B - ширина помещения, м;

h - высота помещения, м;

Рассчитаем для цеха БСУ

Индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{12 \cdot 48}{10 \cdot (12 + 48)} = 0,96$$

Коэффициент использования по справочным таблицам [3, 4] составит :

$$\eta = 0,59$$

Необходимое светодиодных светильников с световым потоком 2400 Лм, и потребляемой мощностью $P_0 = 36 \text{ Вт}$:

$$N = \frac{E_n \cdot k \cdot S}{\eta} = \frac{200 \cdot 1,1 \cdot 576}{2400 \cdot 0,59} = 31.$$

Суммарная потребляемая мощность:

$$P = P_0 \cdot N = 36 \cdot 30 = 1080 \text{ Вт}.$$

4.2.2 Расчет электрической нагрузки формовочного цеха

Минимальная мощность, необходимая для разогрева на одном пролете (одной производственной линии) определяется по формуле:

$$P_{\min} = \frac{W}{t},$$

где W - количества энергии, затрачиваемой на нагрев бетонной смеси объемом 2 м^3 , кВт·ч;

t -длительность разогрева, равный 10 минут.

Для определения количества энергии, затрачиваемой на нагрев какого-либо компонента смеси, применима формула:

$$Q = G \cdot c \cdot (t_{\text{кон}} - t_{\text{нач}}),$$

где G – масса компонента, кг;

c – теплоёмкость компонента, кДж/(кг·°C)

$t_{\text{кон}}$ – конечная температура нагрева;

$t_{\text{нач}}$ – начальная температура компонента;

Начальная температура бетонной смеси берется 18-20 °C

$$Q_{\text{ц}} + Q_3 = 0,84 \cdot (870 + 1150) \cdot 2 \cdot (80 - 18) = 210403,2 \text{ кДж};$$

$$Q_B = (80 - 18) \cdot (4,19 \cdot 90 \cdot 2) = 46760,4 \text{ кДж};$$

$$Q = Q_{\text{ц}} + Q_3 + Q_B = 257163,6 \text{ кДж};$$

$$W = 73,3305 \text{ кВт};$$

В итоге P_{\min} для одной производственной линии:

$$P_{\min} = \frac{W}{\frac{1}{6}} = \frac{73,3305}{\frac{1}{6}} = 439,983 \text{ кВт};$$

Суммарная расчетная нагрузка цеха с учетом внедрения форсированного электроразогрева бетонной смеси составит:

$$P_p = P_{\text{об}} + P_{\text{эр}}$$

где $P_{об}$ - мощность оборудования, с учетом резерва 15%, кВт;

$P_{эр}$ - мощность оборудования электронагрева, кВт.

Мощность оборудования, с учетом резерва 15% на перспективу доработки производственной линии, составит:

$$P_{об} = K_c \cdot P_{уст} \cdot 1,15,$$

где $P_{уст}$ - установочная мощность цеха, кВт;

K_c - коэффициент спроса цеха.

$$P_{об} = 1350 \cdot 1,15 \cdot 0,4 = 624 \text{ кВт};$$

В целях надежности необходимо установить отдельный трансформатор на каждый пролет. Продолжительность цикла каждого трансформатора 20 минут: 5 минут подготовка – 10 минут разогрев – 5 минут укладка. Если $t_{цикл} = t_{вкл} + t_{откл} > 10 \text{ мин}$, то режим работы считается продолжительным[6]. Номинальная мощность ЭП принимается по паспортным данным:

$$P_{эр} = P_{мин} \cdot 1,1 = 484 \text{ кВт};$$

Исходя из рассчитанной мощности на нагрев, из каталога выбираем трансформатор ТМ-630.

Расчетная мощность формовочного цеха при условии, что все четыре линии одинаковы:

$$P_p = 624 + 484 \cdot 4 = 2557 \text{ кВт};$$

4.2.3 Расчет электрических нагрузок по заводу

Для определения расчетных электрических нагрузок предприятия воспользуемся методом коэффициента спроса. Метод подходит для предварительных расчетов общезаводских нагрузок и нагрузок с высокими значениями числа электроприемников.

Расчетные активная и реактивная мощности цеха определяются по формулам:

$$P_p = K_c \cdot P_{ном}; \quad Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi.$$

где $P_{ном}$ - номинальная (установочная) мощность цеха, кВт;

K_c - коэффициент спроса цеха.

Расчетная нагрузка системы электроснабжения определяется суммированием расчетных нагрузок цехов, с учетом коэффициента разномоментности максимумов нагрузки:

$$S_p = \kappa_{p.m.} \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_{pi}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_{pi}\right)^2},$$

где $\kappa_{p.m.}$ - коэффициент разномоментности максимумов нагрузок отдельных групп электроприемников (цехов), принимается равным 0,9;

$\left(\sum_{i=1}^n P_{pi}\right), \left(\sum_{i=1}^n Q_{pi}\right)$ - сумма расчетных активных и реактивных нагрузок

отдельных групп электроприемников (цехов).

Расчет нагрузки предприятия необходимо произвести без учета электронагрева, а также с учетом увеличения мощности для электронагрева, чтобы в дальнейшем выбрать рациональное количество цеховых трансформаторов.

Расчетная нагрузка предприятия без учета электронагрева:

$$S_{0p} = 0,9 \sqrt{(2084,5)^2 + (2135,9)^2} = 2686,1 \text{ кВА}.$$

Расчетная нагрузка с учетом электронагрева:

$$S_p = 0,9 \sqrt{(4035,0)^2 + (2135,0)^2} = 4108,9 \text{ кВА}.$$

Таблица 3- Результаты расчета нагрузок без учета электронагрева

№ на плане	Наименование объекта	Силовая нагрузка					Осветительная нагрузка					Силовая и осветительная нагрузка		
		P_n , кВт	K_c	$\cos\phi$	P_p , кВт	Q_p , кВар	F_{Σ} , м²	η	Φ , Лм	N	$P_{p.o.}$, кВт	$P_p+P_{p.o.}$, кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА
1	Формовочный цех	1350	0,4	0,7	621	633,5	10578	0,83	1931629,2	805	29,0	650,0	633,5	907,7
2	Арматурный цех	1225	0,35	0,6	428,75	571,7	2158	0,49	232625,8	97	3,5	432,2	571,7	716,7
3	АБК 1	80	0,6	0,85	48	29,7	689	0,2	30304,3	13	0,5	48,5	29,7	56,9
4	БСУ	310	0,5	0,75	155	136,7	576	0,59	74764,8	31	1,1	156,1	136,7	207,5
5	Склад цемента	95	0,4	0,75	38	33,5	1194	0,46	120808,0	50	1,8	39,8	33,5	52,0
6.1, 6.2	Склады инертных материалов	90	0,9	0,75	81	71,4	1800	0,46	182208,7	76	2,7	83,7	71,4	110,1
7	СГП	156	0,3	0,6	46,8	62,4	9972	0,68	1491849,0	622	22,4	69,2	62,4	93,2
8	Энергоблок	65	0,4	0,85	26	16,1	450	0,59	58427,1	24	0,9	26,9	16,1	31,3
9	Компрессорная станция	700	0,8	0,7	560	571,3	125	0,59	16179,6	7	0,2	560,2	571,3	800,2
10	Материальный склад	15	0,35	0,85	5,25	3,3	727	0,59	94384,5	39	1,4	6,7	3,3	7,4
11	АБК2	20	0,5	0,85	10	6,2	630	0,59	81793,2	34	1,2	11,2	6,2	12,8
	Итого	4106			2019,8	0,0	28900		4314974,2		64,7	2084,5	2135,9	2686,1

Таблица 4- Результаты расчета нагрузок с учетом электронагрева

№ на плане	Наименование объекта	Силовая нагрузка					Осветительная нагрузка					Силовая и осветительная нагрузка		
		P_n , кВт	K_c	$\cos\phi$	P_p , кВт	Q_p , кВар	$F_{ц}$, м²	η	Φ , Лм	N	$P_{p.o.}$, кВт	$P_p+P_{p.o.}$, кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА
1	Формовочный цех	1350	0,4	0,7	2557	633,5	15868	0,83	2897443,8	1207	43,5	2600,5	633,5	2676,5
2	Арматурный цех	1225	0,35	0,6	428,75	571,7	2158	0,49	232625,8	97	3,5	432,2	571,7	716,7
3	АБК 1	80	0,6	0,85	48	29,7	689	0,2	30304,3	13	0,5	48,5	29,7	56,9
4	БСУ	310	0,5	0,75	155	136,7	576	0,59	74764,8	31	1,1	156,1	136,7	207,5
5	Склад цемента	95	0,4	0,75	38	33,5	1194	0,46	120808,0	50	1,8	39,8	33,5	52,0
6.1, 6.2	Склады инертных материалов	90	0,9	0,75	81	71,4	1800	0,46	182208,7	76	2,7	83,7	71,4	110,1
7	СГП	156	0,3	0,6	46,8	62,4	9972	0,68	1491849,0	622	22,4	69,2	62,4	93,2
8	Энергоблок	65	0,4	0,85	26	16,1	450	0,59	58427,1	24	0,9	26,9	16,1	31,3
9	Компрессорная станция	700	0,8	0,7	560	571,3	125	0,59	16179,6	7	0,2	560,2	571,3	800,2
10	Материальный склад	15	0,35	0,85	5,25	3,3	727	0,59	94384,5	39	1,4	6,7	3,3	7,4
11	АБК2	20	0,5	0,85	10	6,2	630	0,59	81793,2	34	1,2	11,2	6,2	12,8
	Итого	4106			3955,8	2135,8	34189		5280788,8		79,2	4035,0	2135,8	4108,9

5. Проверка системы существующего электроснабжения

5.1 Проверка системы внутризаводского электроснабжения

Рассчитав нагрузки цехов предприятия, необходимо проверить возможность подключения дополнительных трансформаторов (для разогрева смеси) к существующим кабельным линиям, проложенным от цеховой распределительной подстанции предприятия (ЦРП) до трансформаторной подстанции предприятия (ТП).

При определении расчетных активной, реактивной и полной мощности завода, отнесенных к шинам 10 кВ ЦРП, необходимо учесть потери в цеховых трансформаторах и распределительных линиях. Для этой цели необходимо наметить вариант подключения дополнительных трансформаторов, определить фактическая загрузка трансформаторов при распределении потребителей по трансформаторам.

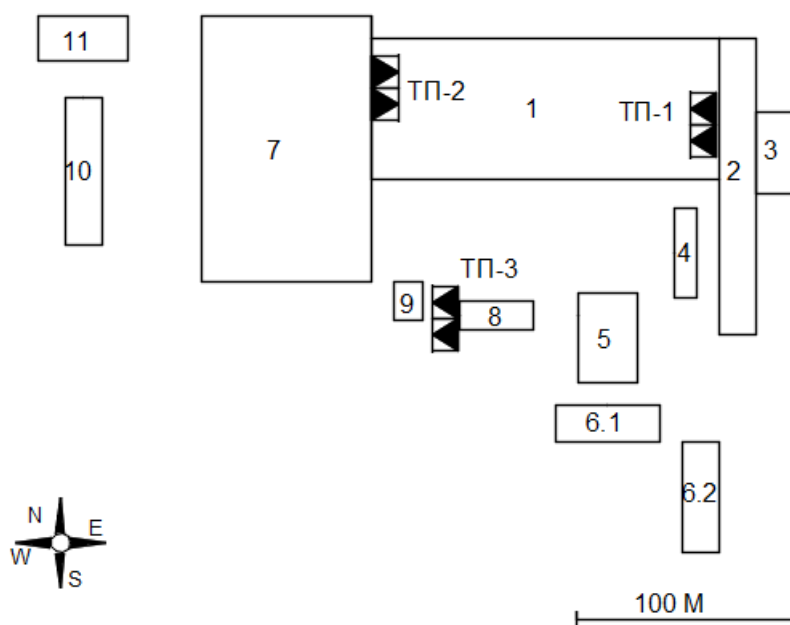


Рисунок 3— схема расположения ТП предприятия:

Таблица 5-Распределение нагрузок

№ транс.	Наименование транс.	Подключенная нагрузка	Загрузка трансформатора	
			P, кВт	Q, кВар
ТП-1				
T1	ТМЗ-1000/10	Арматурный цех	432,2	571,7
T2	ТМЗ-1000/10	АБК №1	204,6	166,4
		БСУ		
T3	ТМ-630/10	Электроразогрев одной линии	484	0
T4	ТМ-630/10	Электроразогрев одной линии	484	0
ТП-2				
T1	ТМЗ-1000/10	Формовочный цех	664,5	633,54
T2	ТМЗ-1000/10	Компрессорная станция	560,2	571,3
T3	ТМ-630/10	Электроразогрев одной линии	484	0
ТП-3				
T1	ТМЗ-630/10	Склад цемента	150,4	121
		Склады инертных заполнителей		
		Энергоблок		
T2	ТМЗ-630/10	СГП	87,1	56,3
		Материальный склад		
		АБК №2		
T3	ТМ-630/10	Электроразогрев одной линии	484	0

В связи с тем, что необходимо обеспечить бесперебойную работу дополнительных трансформаторов, необходимо внести изменения в схему цеховых ТП, обеспечив секционирование по стороне 10 кВ. Для этого необходимо установить в них РУ.

Проверка внутреннего электроснабжения осуществляется из условия допустимой расчетной нагрузки для имеющихся кабелей, определенных сечений.

Расчетное значение тока находится по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

где S_p - мощность, состоящая из фактической загрузки трансформатора, потерь в трансформаторе, потерь в кабельной линии, кВт;

U_n - напряжение на шинах ЦПП, 10 кВ.

Расчет потерь производится по заданной мощности нагрузки и напряжения ЦП. Для расчета используется метод приближения. Напряжения во всех узлах принимается одинаковым и равным 10 кВ.

Схема соединения трансформаторов представлена рисунке 4.

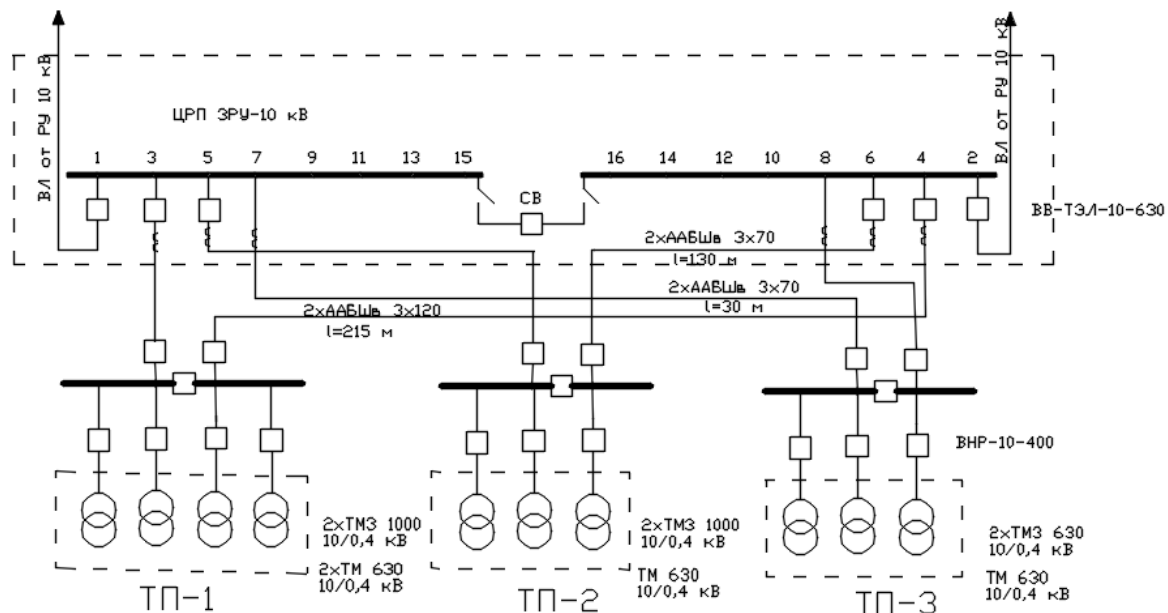


Рисунок 4 – Схема электроснабжения предприятия с учетом внедрения альтернативного способа термообработки

Потери в трансформаторах по каталожным данным находятся по формуле:

$$\Delta P_T = \Delta P_x + \frac{\Delta P_k \cdot S_n^2}{S_{ном}^2};$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_x + \frac{\Delta U_k, \% \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{ном}};$$

$$Q_x = \frac{I_x, \% \cdot S_{ном}}{100}$$

где ΔP_T -потери активной мощности в трансформаторе, кВт;

ΔQ_T -потери реактивной мощности в трансформаторе, кВар;

ΔP_x - паспортная активная мощность холостого хода трансформатора, кВт;

ΔP_K - паспортная мощность короткого замыкания трансформатора, кВт;

ΔU_K - паспортное напряжение короткого замыкания, %

$S_{ном}$ - паспортная номинальная мощность трансформатора, кВА;

ΔQ_x - реактивная мощность холостого хода трансформатора, кВар;

I_x - паспортный ток холостого хода, %

S_n^2 -полная мощность нагрузки, кВА;

Для кабельных линий 10 кВ и ниже схема замещения состоит из одного активного сопротивления. Из справочных данных для кабеля марки ААБШВ сечением 120 мм удельное активное сопротивление жилы кабеля равно 0,27 ом/км, сечением 70 мм -0,46 ом/км.

Поэтому потери в кабельной линии находятся по формуле:

$$\Delta S = \frac{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}{U^2} \cdot R_{\text{л}}$$

$$P_{\Sigma} = \Delta P_T + P_n;$$

$$Q_{\Sigma} = \Delta Q_T + Q_n.$$

В качестве примера приведен расчёт тока в линии 3, отходящей от ЦРП:

1. Потери на трансформаторе для электронагрева одной линии:

$$\Delta P_{TЭ} = \Delta P_x + \frac{\Delta P_K \cdot (P_n^2 + Q_n^2)}{S_{ном}^2} = 1,31 + \frac{7,6 \cdot (484^2 + 0)}{630^2} = 5,79 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{TЭ} = \frac{I_x, \% \cdot S_{ном}}{100} + \frac{\Delta U_K, \% \cdot (P_n^2 + Q_n^2)}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{2 \cdot 630}{100} + \frac{5,5 \cdot (484^2 + 0)}{100 \cdot 630} = 33,1 \text{ кВар}.$$

2. Потери на существующем трансформаторе:

$$\Delta P_{TP} = \Delta P_x + \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot (P_n^2 + Q_n^2)}{S_{ном}^2} = 1,9 + \frac{10,8 \cdot (432,2^2 + 571,7^2)}{1000^2} = 7,45 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{TP} = \frac{I_{\kappa, \%} \cdot S_{ном}}{100} + \frac{\Delta U_{\kappa, \%} \cdot (P_n^2 + Q_n^2)}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{1,2 \cdot 1000}{100} + \frac{5,5 \cdot (432,2^2 + 571,7^2)}{100 \cdot 1000} = 40,25 \text{ кВар}.$$

3. Потери в кабельной линии:

$$\Delta S = \frac{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}{U^2} \cdot R_{\text{л}};$$

$$P_{\Sigma} = \Delta P_T + P_n = \Delta P_{TЭ} + \Delta P_{TP} + P_{нэ} + P_{нр} = 5,79 + 7,45 + 484 + 432,2 = 929,44 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma} = \Delta Q_T + Q_n = \Delta Q_{TЭ} + \Delta Q_{TP} + Q_{нэ} + Q_{нр} = 33,1 + 40,25 + 0 + 571,7 = 645,0 \text{ кВар};$$

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot L = 0,46 \cdot 0,215 = 0,099 \text{ Ом};$$

$$\Delta S = \frac{929,44^2 + 645,0^2}{10^2} \cdot 0,099 = 1,27 \text{ кВА}.$$

4. Расчетный ток:

$$S_p = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} + \Delta S = \sqrt{929,44^2 + 645,0^2} + 1,27 = 1132,59 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1132,59}{\sqrt{3} \cdot 10} = 65,47 \text{ А}.$$

Расчетные значения токов для каждой из кабельных линий, подходящих к шинам ЦРП приведены в таблице 6.

Таблица 6- Результаты расчета

№ линии	P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p , кВА	I_p , А	$I_{дон}$, А
3	930,71	645,00	1132,59	65,39	185
5	1166,40	724,95	1373,50	79,30	130
7	642,56	174,10	665,73	38,44	130
8	89,12	74,89	116,41	6,7	130
6	569,51	618,51	840,85	48,5	130
4	697,57	215,28	730,06	42,15	185

Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной изоляцией взят из [9, табл.1.3.18]:

Для кабеля ААБШВ 3х120 $I_{дон} = 185 \text{ А}$.

Для кабеля ААБШВ 3х70 $I_{дон} = 130 \text{ А}$.

Следовательно, условие допустимости нагрузки выполняется.

Рисунок Схема соединения до и после установки секционирования

В аварийном режиме при отключении одной из линий, питающих ТП-1, оставшаяся в работе будет испытывать нагрузку:

$$S_p = S_{T1} + S_{T2} + S_{T3} + S_{T4} = 753,5 + 275,96 + 490,91 + 490,91 = 2011,3 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{2011,3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 116,26 \text{ А};$$

$$I_p = 116,26 \text{ А} < I_{\text{дон}} = 185 \text{ А}.$$

При исходном сечении линии внутреннего электроснабжения, проложенной к ТП-1 обеспечивается 61% запаса по току в нормальном режиме и 42% в аварийном.

5.2 Проверка внешнего электроснабжения

Необходимо определить выполняется ли условие допустимости нагрузки линии от шин 10 кВ питающей подстанции 110 кВ до ЦРП предприятия нагрузку в нормальном режиме и в аварийном. Линия состоит из:

1. Кабельной линии АСБ 3х120, $I_{\text{дон}} = 185 \text{ А}$ [9, табл.1.3.18].
2. Воздушной линии АС-120, $I_{\text{дон}} = 375 \text{ А}$ [9, табл.1.3.29].

Проверку необходимо делать по самому слабому участку линии, т.е. имеющего меньшее значение допустимого тока, т.е. $I_{\text{дон}} = 185 \text{ А}$.

Полная расчетная мощность предприятия на шинах ЦРП :

$$S_{p\text{ЦРП}} = \sum_{i=2}^8 S_i = 1132,59 + 730,06 + 1373,50 + 840,85 + 665,73 + 116,41 = 4859,14 \text{ кВА},$$

где S_i -полная мощность линии i рассчитанная ранее.

Расчетный ток на шинах ЦРП :

$$I_{p\text{ЦРП}} = \frac{S_{p\text{ЦРП}}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{4859,14}{\sqrt{3} \cdot 10} = 280,88 \text{ А}.$$

При питании двумя линиями, ток каждой из них составит:

$$I_{p.a.} = \frac{I_{pцрп}}{2} = \frac{280,88}{2} = 140,44 \text{ А.}$$

$I_{p.a.} = 140,44 \text{ А} < I_{доп} = 185 \text{ А}$. Следовательно, при исходном сечении линии внешнего электроснабжения обеспечивается 24% запаса по току в нормальном режиме, однако не обеспечивается в аварийном режиме.

Для кабельных линий до 10 кВ можно превысить $I_{доп}$ при перегрузках и авариях, если наибольший ток предаварийной нагрузки линии в нормальном режиме не был более 80% допустимого. Тогда в послеаварийных режимах кабельных линий перегрузка кабельных линий допускается до 5 суток и определяется условием [9, п. 1.3.6]

$$k_{ав} \cdot I_{доп} \geq I_{ав.нб},$$

Где $I_{ав.нб}$ - расчетный ток в послеаварийном режиме

$k_{ав}$ - коэффициент перегрузки в послеаварийном режиме, определяемый по [9, табл.1.3.1]

$I_{доп}$ - допустимый ток для кабеля

Для кабельной линии АСБ 3х120 с допустимым током $I_{доп} = 185 \text{ А}$ коэффициент перегрузки $k_{ав} = 1,1$. Расчетный ток в послеаварийном режиме должен быть не более $k_{ав} \cdot I_{доп} = 1,3 \cdot 185 = 240,5 \text{ А}$, что не выполняется.

При внедрении форсированного электроразогрева бетонной смеси в существующую схему электроснабжения было выявлено, что существующая сеть внутреннего электроснабжения обеспечивает выполнения условия допустимости тока как нормального, так и аварийного режима. Сеть внешнего электроснабжения обеспечивает запас по току в нормальном режиме, в аварийном режиме оставшаяся линии будет перегружена на 35 % ее допустимого тока, что чревато неприятными последствиями. Этого можно избежать путем увеличения пропускной способности линии за счет увеличения напряжения линии, замены провода на большие поперечные сечения, либо за счет добавления компенсирующих устройств. Также, в

аварийном режиме можно отключить те электроприемники, отключенное состояние которых существенно не повлияет на технологический процесс изготовления железобетонных конструкций.

В следующей главе будет предложен альтернативный вариант электроснабжения предприятия.

6. Проектирование альтернативного электроснабжения

6.1 Проектирование внешнего электроснабжения

На начальном этапе проектирования необходимо определиться с номинальным напряжением внешнего электроснабжения. Экономическое целесообразное номинальное напряжение зависит от нескольких факторов: мощности нагрузок, удаленности их от источника питания, их расположения относительно друг друга, от выбранной конфигурации электрической сети, способов регулирования напряжения и др. Ориентировочное значение $U_{ном}$ можно определить по значению передаваемой мощности и расстоянию, на которое она передается[10].

По формуле Илларионова предварительное номинальное напряжение внешнего электроснабжения предприятия:

$$U_{ном} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P_p}}},$$

где l -длина линии внешнего электроснабжения, км;

P_p -мощность, передаваемая по этой линии, МВт.

Длину линии внешнего электроснабжения можно принять из условия наиболее кратчайшего расстояния от питающей подстанции до ЦРП. Расположения ЦРП будет определено после нахождения нахождения центра электрических нагрузок. Однако, поскольку наибольшая нагрузка предприятия приходится на формовочный цех компрессорную станцию,

можно предположить, что расположение существующей ЦРП окажется близко к расчётному центру.

Мощность нагрузки, подключенная к одной секции ЦРП:

$$P_p = \frac{P_{p\text{ЦРП}}}{2} = \frac{\sum_{i=2}^8 P_i}{2},$$

где P_i -полная мощность линии i рассчитанная ранее.

$$P = \frac{932,92 + 1168,44 + 644,31 + 89,12 + 569,01 + 699,52}{2} = \frac{4103,32}{2} = 2051,66 \text{ кВт.}$$

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{0,98} + \frac{2500}{2,051}}} = 21,85 \text{ кВ}$$

Также по таблице ориентировочных значений рационального напряжения для передаваемой полной мощности $S = 5 \text{ МВА}$ и длины линии до 1 км $U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$ [11, табл.3.1]. Однако, поскольку на районной подстанции нет номинала 20 кВ, необходимо принять питающее напряжение 10 кВ.

6.2 Картограмма и определение центра электрических нагрузок

В целях экономии металла и электроэнергии рекомендуется устанавливать ЦРП в центре электрических нагрузок предприятия. Для этого на генплане завода необходимо нанести оси координат и определяющие значения x_i и y_i для каждого цеха. Координаты центра электрических нагрузок завода x_0 и y_0 определяются по формулам: [11]

$$x_0 = \frac{\sum S_{pi} \cdot x_i}{\sum S_{pi}},$$

$$y_0 = \frac{\sum S_{pi} \cdot y_i}{\sum S_{pi}},$$

Где x_i, y_i - координаты центра электрической нагрузки i -го цеха;
 S_{pi} - расчетная мощность i -го цеха с учетом освещения, кВА.

Радиусы окружностей для каждого цеха определяются из выражения:

$$r_i = \sqrt{\frac{S_{pi}}{\pi \cdot m}},$$

где S_{pi} - расчетная мощность i -го цеха с учетом освещения, кВА;

m - масштаб для определения площади круга, кВА/мм², (постоянный для всех цехов предприятия).

Силовые нагрузки до и выше 1000 В изображаются отдельными кругами. При условии, что нагрузка по цеху распределена равномерно, центр нагрузок совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех в плане. Каждый круг может быть разделен на секторы, соответствующие величинам силовой и осветительной нагрузок. В этом случае картограмма отражает структуру нагрузки цеха. Угол сектора осветительной нагрузки в градусах определяется по выражению:

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{po}}{S_{pi}},$$

где S_{pi} – расчетная нагрузка цеха (силовая + осветительная);

P_{po} – осветительная нагрузка цеха.

Радиус окружности для формовочного цеха при масштабе $m=0,2$ кВА/мм²:

$$r_i = \sqrt{\frac{S_{pi}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{2676,5}{3,14 \cdot 0,2}} = 20,1 \text{ мм.}$$

Угол сектора круга:

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot 43,5}{2676,5} = 5,85^\circ.$$

Аналогично рассчитываются радиусы окружностей и углы секторов для остальных цехов, все полученные результаты приведены в таблице 7.

Таблица 7-Расчетные данные для построения картограммы нагрузок

№ п/п	S_{pi} , кВА	$P_{p.o}$, кВт	r , мм	α , град	x_i , м	y_i , м	$S_{pi} \cdot x_i$, кВА·м	$S_{pi} \cdot y_i$, кВА·м
1	2676,5	43,5	20,1 0	5,85	267	216	714629,03	578126,86
2	716,7	3,5	10,4 0	1,75	350	193	250838,84	138319,70
3	56,9	0,5	2,93	2,88	396	213	22515,56	12110,64
4	207,5	1,1	5,60	1,95	330	167	68478,00	34654,02
5	52,0	1,8	2,80	12,54	290	126	15091,47	6556,98
6.1, 6.2	110,1	2,7	4,08	8,94	306	67	33679,80	7374,33
7	93,2	22,4	3,75	86,47	143	213	13322,29	19843,69
8	31,3	0,9	2,17	10,07	226	133	7082,07	4167,77
9	800,2	0,2	10,9 9	0,11	197	140	157633,47	112023,79
10	7,4	1,4	1,06	68,71	50	200	370,87	1483,49
11	12,8	1,2	1,39	34,44	50	260	641,19	3334,21
Итог о	4764,6						1284282,60	917995,48

Координаты центра электрических нагрузок составят:

$$x_0 = \frac{\sum S_{pi} \cdot x_i}{\sum S_{pi}} = \frac{1284282,60}{4764,6} = 269\text{м};$$

$$y_0 = \frac{\sum S_{pi} \cdot y_i}{\sum S_{pi}} = \frac{917995,48}{4764,6} = 192\text{м}.$$

Построение картограммы электрических нагрузок предприятия приведены в приложении А.

6.3 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций

Номинальная мощность устанавливаемых цеховых трансформаторов определяется плотностью нагрузки и из соображений уменьшения номенклатуры складского резерва выбирается одинаковой для всей группы. При этом для возможности резервирования напряжения на вторичном напряжении цеховые ТП рекомендуется устанавливать двухтрансформаторными.

Трансформаторы для электронагрева остаются неизменными, в количестве 4-х штук. Размещение этих трансформаторов целесообразно непосредственно вблизи электронагревающего оборудования. Поскольку нет необходимости в резервировании трансформатора для электронагрева, каждый трансформатор будет питаться от шин ЦРП по отдельной линии 10 кВ, через выключатель, встроенный в распределительное устройство, без установки ТП.

Плотность электрической нагрузки без учета электронагрева составляет:

$$\sigma = \frac{S_{расч}}{F} = \frac{2686,1}{28900} = 0,09$$

где $S_{расч}$ - расчетная мощность, без учета нагрузки на электронагрев;

F - площадь всех цехов предприятия, без учета пристраиваемой части.

Рекомендуемая мощность цеховых трансформаторов для данной плотности составляет 630 кВА. Минимально возможное число трансформаторов данной мощности на двухтрансформаторных ТП и взаимном резервировании напряжений на вторичном напряжении составит:

$$N_0 = \frac{\sum P_{расч}}{\beta_T \cdot S_n} = \frac{2084,5}{0,8 \cdot 630} = 4$$

где $P_{расч}$ - суммарная расчетная активная нагрузка с учетом освещения, подведенная к трансформаторам в сети ниже 1000 В, без учета нагрузки на электронагрев;

β_T - рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора, принятый 0,8;

S_n - номинальная мощность одного трансформатора, МВА.

Поскольку нет данных о электроприемниках формовочного цеха, компрессорной станции и арматурного цеха, нет возможности разделить нагрузку цеха по цеховым трансформаторам, что позволит в нормальном режиме секционному выключателю по низкой стороне 0,4 кВ находиться в

отключенном состоянии. Следовательно, возможным оптимальным вариантом является установка двух двухтрансформаторные подстанции с номинальной мощностью трансформаторов 1000 кВ. Окончательный вариант в пользу конкретной мощности будет вынесено ниже при сопоставлении коэффициентов загрузки трансформаторов с учетом и без учета компенсации реактивной мощности на предприятии.

При выходе одного трансформатора, загруженного на 0,8 его номинальной мощности, оставшийся в работе будет загружен до 1,6. При этом в соответствии с [12, табл. 4] при начальной нагрузке трансформатора 0,8 и температуре окружающей среды для распределительных трансформаторов внутренней установки равной 10 °С систематические перегрузки на 1,6 номинальной мощности могут длиться до 2 ч. Длительно разрешается перегрузка на 1,4 номинальной мощности.

Таблица 8- Распределение нагрузки цехов по подстанциям

Номер подстанции	№ трансформатора	Название цеха	Загрузка трансформатора		
			P, кВт	Q, кВар	S, кВА
1	1	Арматурный цех	432,2	571,7	716,7
	2	АБК №1	355	287,4	456,8
		БСУ			
		Склад цемента			
		Склады инертных заполнителей			
		Энергоблок			
2	1	Формовочный цех	664,5	633,5	918,1
	2	Компрессорная станция	647,3	627,6	901,6
		СГП			
		Материальный склад			
		АБК №2			

6.4 Компенсация реактивной мощности

Значение расчетной полной мощности на шинах ЦРП было умышленно определено без учета компенсирующих устройств с целью отображения реального положения на рассматриваемом предприятии. Вопрос установки компенсирующих устройств на данном предприятии является актуальным как относительно технических, так и относительно экономических факторов. Например, скомпенсировав реактивную мощность, можно значительно увеличить пропускную способность элементов действующей схемы электроснабжения, либо удешевить проектируемую систему.

Передача реактивной мощности из системы по линиям потребителя сопровождается дополнительными потерями оплачиваемой активной мощности, которые также можно сократить с помощью компенсации. Следует иметь в виду, что потребление реактивной мощности регламентируется в [13], в соответствии с которым значение реактивной мощности в часы больших суточных нагрузок электрической сети ($tg\varphi$) при напряжении сети 10 кВ равно $tg\varphi = 0,4$. Данные значения указывают в договорах с потребителями электрической энергии, присоединенная мощность энергопринимающих устройств которых более 150 кВт. Превышение нормируемого значения приводит к дополнительным надбавкам к тарифу на электроэнергию, которые также можно избежать, и даже наоборот, получить скидку на оплату электроэнергии, внедрив на предприятии рассматриваемое мероприятие.

Для уменьшения реактивной мощности в сетях промышленных предприятий получили распространение конденсаторные установки. Наиболее свежим и эффективным вариантом для предприятия будет применение автоматических конденсаторных установок на стороне низкого напряжения. Конденсаторная установка присоединяется к шинам 0,4 кВ трансформаторной подстанции, в итоге от реактивной мощности

разгружаются вышерасположенные сети 6—10 кВ и цеховые трансформаторы.

Требуемая мощность устройства КРМ для трансформатора определяется по формуле:

$$Q_c = Q_1 - Q_2 = P \cdot (tg \varphi_1 - tg \varphi_2)$$

где P - суммарная активная мощность нагрузки, подключенная к одному трансформатору

$tg \varphi_1$ - фактический тангенс угла до применения установки КРМ;

$tg \varphi_2$ - требуемый тангенс угла

Тангенс для группы цехов, подключенных к одному трансформатору $tg \varphi_1$ находится через средневзвешенный косинус $cos \varphi_1$:

$$cos \varphi_1 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot cos \varphi_i}{\sum_{i=1}^n P_i}$$

где P_i - активная мощность нагрузки i , подключенная к одному трансформатору;

$cos \varphi_i$ - номинальный косинус нагрузки i , подключенная к одному трансформатору.

Применяя динамическую компенсацию реактивной мощности, не рекомендуется задавать коэффициент мощности равный единице. Приняв оптимальный требуемый коэффициент мощности $cos \varphi_2$, равный 0,98 для каждой установки, будет получено следующая мощность УКРМ для первого трансформатора на ТП-1:

$$Q_c = P \cdot (tg \varphi_1 - tg \varphi_2) = 432,2 \cdot (1,33 - 0,2) = 488,4 \text{ кВар.}$$

Перечень потребителей, предварительно распределённых по конкретным трансформаторам, и реактивная нагрузка, приходящаяся на каждый из них приведены в таблице 9.

Таблица 9 - Распределение нагрузки цехов по подстанциям

№ постанц ии	№ трансформат ора	Подключенная нагрузка	Реактивн ая мощност ь, кВар	Требуем ая мощнос ть УКРМ, кВар	Номиналь ная мощность УКРМ, кВар
1	1	Арматурный цех	571,7	488,4	500
	2	АБК №1	287,4	223,7	240
		БСУ			
		Склад цемента			
		Склады инертных заполнителей			
		Энергоблок			
2	1	Формовочный цех	633,5	544,9	575
	2	Компрессорная станция	627,6	550,2	575
		СГП			
		Материальный склад			
		АБК №2			

Значение полной мощности на шинах 0,4 кВ после применения УКРМ без учета нагрузки на электроразогрев составит:

$$S_{расч} = \frac{\sum P_{расч}}{0,98} = \frac{2084,5}{0,98} = 2127,04 \text{ кВА.}$$

где $\sum P_{расч}$ - суммарная расчетная активная нагрузка, подведенная к трансформаторам в сети ниже 1000 В, без учета нагрузки на электроразогрев, кВт.

Тогда реактивная мощность, потребляемая на стороне НН после введения компенсирующих устройств, составит:

$$Q_{нн} = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{2127,04^2 - 2084,5^2} = 423,27 \text{ кВар.}$$

Приближенные потери мощности в цеховых подстанциях и высоковольтной линии составят:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_{расч} = 0,02 \cdot 2127,04 = 42,54 \text{ кВт;}$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_{расч} = 0,1 \cdot 2127,04 = 212,704 \text{ кВар;}$$

$$\Delta P_{Л} = 0,03 \cdot S_{расч} = 0,03 \cdot 2127,04 = 63,81 \text{ кВт.}$$

Суммарная расчетная активная и реактивная мощности на шинах ЦРП после установку УКРМ:

$$P_{pЦРП} = 2084,5 + 4 \cdot 484 + 42,54 + 63,81 + 0,02 \cdot (4 \cdot 484) + 0,03 \cdot (4 \cdot 484) = 4223,65 \text{ кВт};$$

$$Q_{pЦРП} = 423,27 + 63,81 + 0,1 \cdot (4 \cdot 484) = 680,68 \text{ кВар}.$$

Полная расчетная мощность предприятия на шинах ЦРП составит:

$$S_{pЦРП} = \sqrt{P_{pЦРП}^2 + Q_{pЦРП}^2} = \sqrt{4223,65^2 + 680,68^2} = 4278,15 \text{ кВА}.$$

В данном случае расчетный ток на шинах ЦРП будет равен:

$$I_p = \frac{S_{pЦРП}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{4278,15}{\sqrt{3} \cdot 10} = 247,29 \text{ А}.$$

При питании двумя линиями, ток каждой из них составит:

$$I_{p.a.} = \frac{I_p}{2} = \frac{247,29}{2} = 123,65 \text{ А}.$$

При проектировании ВЛ напряжением до 500 кВ выбор сечения проводов производится по нормированным показателям. В качестве таких показателей используется значения экономической плотности тока.

Сечение провода фазы проектируемой ВЛ можно найти как:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_p}{j_{\text{ЭК}}},$$

где I_p - расчетный ток, А;

$j_{\text{ЭК}}$ - нормированное значение экономической плотности тока, А/мм²,

для заданный условий работы, определяемы по [9, табл.1.3.36].

Расчетный ток приходящийся на одну линию с учетом компенсирующих устройств:

$$I_p = \frac{S_{pЦРП}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U} = \frac{4278,15}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 123,65 \text{ А},$$

В послеаварийном или ремонтом режиме:

$$I_{p.a.} = \frac{S_{pЦРП}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{4278,15}{\sqrt{3} \cdot 10} = 247,29 \text{ А},$$

Расчетный ток приходящийся на одну линию без учета компенсирующих устройств:

$$I_{pЦРП} = \frac{S_{pЦРП}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{4859,14}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 299,67 \text{ А}.$$

В послеаварийном или ремонтом режиме:

$$I_{pЦРП} = \frac{S_{pЦРП}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{4859,14}{\sqrt{3} \cdot 10} = 144,44 \text{ А}.$$

Нормированное значение экономической плотности тока $j_{\text{эк}}$ по [9, табл.1.3.36] при годовом числе часов использования максимума силовых нагрузок 5500 равно 1,1А/мм².

Экономически целесообразное сечение при установке УКРМ:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} = \frac{123,65}{1,1} = 112,41 \text{ мм}^2.$$

Экономически целесообразное сечение без установки УКРМ:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} = \frac{149,84}{1,1} = 136,22 \text{ мм}^2.$$

После округления полученного сечения до стандартного ряда при установке УКРМ подходит провод АС-120/27, без установки УКРМ- АС-150/24.

Следовательно, применение компенсации реактивной мощности обеспечило уменьшение требуемого сечения линий.

Сопоставление коэффициентов загрузки трансформаторов без применения и с применением компенсирующих устройств отображено в таблице 10.

Таблица 10 – сопоставления коэффициентов загрузки трансформаторов с учетом и без учета компенсации реактивной мощности

№ поста ции	№ трансфо рматора	Наименование цеха	Нагрузка на трансформатор, кВА		Коэффициенты загрузки трансформаторов		
			Без КРМ	с КРМ	Без КРМ S=1000	с КРМ S=630	с КРМ S=1000
1	1	Арматурный цех	716,7	440,16	0,72	0,7	0,44
	2	АБК №1	456,8	360,68	0,46	0,58	0,36
		БСУ					
		Склад цемента					
		Склады инертных заполнителей					
		Энергоблок					
2	1	Формовочный цех	918,1	670,38	0,92	-	0,67
	2	Компрессорная станция	901,6	651,91	0,9	-	0,65
		СГП					
		Материальный склад					
		АБК №2					

При условии, что коэффициент полезного действия трансформатора имеет максимальное значение $\eta = 0,98 - 0,99$ при загрузке $\beta = 0,5 - 0,6$ и применения УКРМ, оптимальным решением будет установить одну цеховую ТП с трансформаторами мощностью 1000 кВА, другую с мощностью 630. Однако в случае выхода компенсирующих устройств из строя на ТП-1 могут произойти неприятные последствия. Этого можно избежать, обеспечив в таких случаях параллельную работу трансформаторов на подстанции. Вероятность того, что один из трансформаторов и компенсирующее устройство выйдут из строя одновременно, очень мала. Поэтому при аварийном отключении конденсаторной установки, либо при выводе её в ремонт, включение

трансформаторов на параллельную работу снизит нагрузку на находящийся под угрозой перегрузки трансформатор.

Наиболее наглядно описать вышеописанный процесс можно воспользовавшись рисунком 3 и таблицей 10. Пусть на данном рисунке приведена схема подстанции номер 1, где трансформаторы работают с наибольшей загрузкой. При отключении установки компенсации реактивной мощности УКРМ1, нагрузка на трансформатор возрастёт с 440 до 716 кВар, соответственно вызвав изменение коэффициента загрузки с 0,7 до 1,14. Включив секционный выключатель QF3, трансформаторы выйдут на параллельную работу. Коэффициент загрузки каждого из трансформаторов составит

$$\kappa_3 = \frac{S'_{TP1} + S_{TP2}}{2 \cdot S_{номTP}} = \frac{716,7 + 360,68}{2 \cdot 630} = 0,86$$

где S'_{TP1} - мощность, приходящаяся на первый трансформатор при выходе из строя компенсирующего устройства;

S_{TP2} – мощность, приходящаяся на второй трансформатор, при нормально функционирующем компенсирующем устройстве.

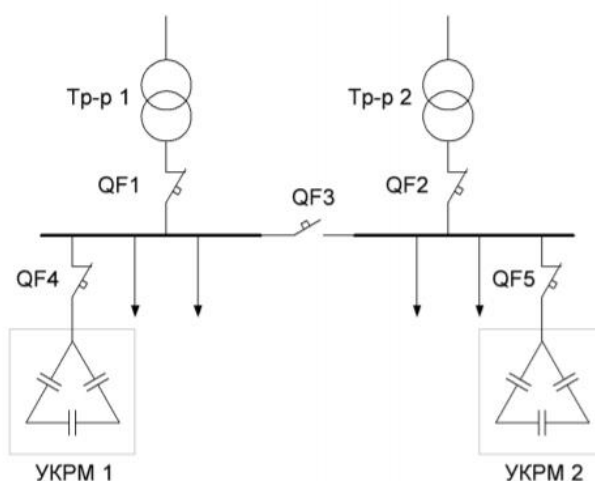


Рисунок 5 – Схема подстанции и подключения установок КРМ

Следует отметить, что равенство коэффициентов загрузки справедливо при выполнении условий параллельной работы трансформаторов:

1. Тожественность групп соединения обмоток,
2. Равенстве напряжений короткого замыкания
3. Равенство коэффициентов трансформации линейных напряжений на холостом ходу
4. Различие мощностей, подключаемых трансформаторов не более чем в 3 раза.

При этом при включении трансформаторов на параллельную работу проводится фазировка - проверка совпадения по фазам одноименных напряжений для устранения возникновения короткого замыкания. На обмотках 0,4 кВ проверка производится вольтметром. На предприятии будут установлены цеховые подстанции с однотипными трансформаторами, благодаря чему обеспечатся все необходимые условия.

Как уже было упомянуто выше. Для трансформаторов допускается длительная аварийная перегрузка на 40%, что обеспечивается при установке УКРМ. Вероятность одновременного выхода из строя на длительное время УКРМ кабельной линии от шин ЦРП до ТП мала, поэтому в установке РУ ВН нет необходимости.

Установки КРМТФ различаются количеством и номиналом ступеней регулирования. Для обеспечения более плавной и точной регулировки к установке приняты в основном установки с большим количеством ступеней при меньшем номинале из ряда типичных. В таблице 11 приведен перечень выбранных установок.

Таблица 11 - Выбор установок компенсации реактивной мощности

№ подстанции	№ трансформатора	Требуемая мощность УКРМ, кВар	Установка компенсации реактивной мощности	Ступени
1	1	484,4	УКРМТ 0,4-500-20	20,30,50,100,150,150
	2	223,7	УКРМТ 0,4-225-25	25,50,50,50,50
2	1	544,9	УКРМТ 0,4-550-25	25,25,50,50,100,100,100,100
	2	550,2	УКРМТ 0,4-550-25	25,25,50,50,100,100,100,100

Приведённые расчеты и анализы показали, что применение компенсации реактивной мощности обеспечило уменьшение требуемого сечения линий внешнего электроснабжения и мощности цеховых трансформаторов. Техничко-экономическое обоснование применения компенсации реактивной мощности на предприятии представлено в разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

6.5 Схема внешнего электроснабжения

Завод расположен вблизи подстанции 110 кВ, имеющее РУ 10 кВ, вследствие чего принято решение принять решение осуществить его электроснабжение от этой подстанции.

ЦРП максимально возможна приближена к центру электрических нагрузок. Расположить ЦРП в центре электрических нагрузок не представляется возможным, так как в этом месте будет располагаться часть формовочного цеха для электроразогрева бетонной смеси. Поэтому ЦРП будет располагаться в помещении, вместе с энергоблоком предприятия. Также целесообразность установки ЦРП в данном месте оправдана перспективой роста нагрузок в юго-восточном направлении от него, обусловленной наличием незастроенных площадей в данной части, что

несомненно приведёт к смещению центра электрических нагрузок к выбранной точке.

Линию, питающую ЦРП следует выполнить воздушной, поскольку она пересекает железную дорогу [9, п.2.5.249]. Линии будут выполнены двухцепными проводом марки АС. Однако при подходе к ЦРП, представляющее собой комплектное распределительное устройство, провод должен быть выполнен в виде кабеля. Помимо этого, на питающей подстанции РУ 10 кВ тоже применяются ячейки КРУ, что указывает на необходимость использования кабеля.

Ранее с учетом было принято сечение воздушной линии, равное 120 мм².

После выбора сечения необходимо проверить его:

1. По допустимой токовой нагрузке по нагреву и по перегрузочной способности (в послеаварийном или ремонтном режиме при отключении одной из питающих линий)

$$I_p \leq I_{дон};$$

$$123,65 \text{ A} \leq 450 \text{ A};$$

$$I_{p.a.} \leq I_{дон};$$

$$247,29 \text{ A} \leq 450 \text{ A}.$$

где $I_{дон}$ -допустимый ток для выбранного сечения, А.

2. По условию механической прочности: на воздушных линиях выше 1 кВ могут применяться алюминиевые провода сечением не менее 35 мм².

Кабели принимаются таким же как у воздушной линии и, согласно [9, п.2.3.43], со свинцовой оболочкой, бронированные. Под условия прокладки, окружающей среды и наличия необходимого типоразмера подходит кабель АСБ 120х3.

Необходимо произвести проверку выбранного кабеля по нагреву расчетным током.

Длительно допустимый ток для данного кабеля 185 А.

Соблюдаются условие:

$$I_p \leq I_{\text{дон}};$$

$$123,65 \text{ А} \leq 185 \text{ А};$$

$$I_{p.a.} \leq 1,35 \cdot I_{\text{дон}};$$

$$247,29 \text{ А} \leq 249,75 \text{ А}.$$

Производиться также проверка выбранного кабеля по допустимой потере напряжения, вычислив допустимую длину линии выбранного сечения для выполнения данного условия:

$$l_{\text{дон}} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{дон}\%} \cdot k_3,$$

где $l_{\Delta U 1\%}$ - длина кабеля на 1% потери напряжения, км [11];

$\Delta U_{\text{дон}\%}$ - допустимая потеря напряжения, %;

k_3 - коэффициент, характеризующий загрузку линии, определяемый следующим образом

$$k_3 = \frac{I_{\text{дон}}}{I_p} = \frac{185}{123,65} = 1,5.$$

Допустимая по потере напряжения длина составляет:

$$l_{\text{дон}} = 0,93 \cdot 5 \cdot 1,5 = 6,975 \text{ км}.$$

Выбранное сечение успешно проходит по условию допустимой потери напряжения, так как соблюдается условие:

$$l_{\text{дон}} = 6,975 \text{ км} > l_{\text{факт}} = 1 \text{ км}.$$

Схема внешнего электроснабжения предприятия 10 кВ представлена на рисунке 7.

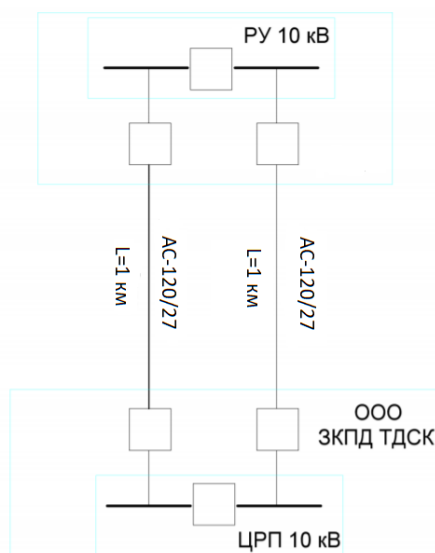


Рисунок 6- Схема внешнего электроснабжения

6.6 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Для правильного выбора аппаратов и проводников высоковольтной сети необходимо владеть информацией о значениях токов короткого замыкания на предприятии.

Расчет токов КЗ в установках выше 1000 В имеет ряд особенностей по сравнению с расчетом токов КЗ в установках напряжением до 1000 В. Эти особенности заключаются в следующем:

1. Активные сопротивления не учитываются если выполняется условие: $r_{\Sigma} < (\frac{x_{\Sigma}}{3})$, где r_{Σ} и x_{Σ} - суммарные активные и реактивные сопротивления элементов системы электроснабжения до точки КЗ;
2. Для генераторов, трансформаторов, высоковольтных линии обычно учитываются только индуктивные сопротивления;
3. При определении токов КЗ учитывается подпитка от двигателей высокого напряжения: подпитку от синхронных двигателей учитывают как в ударном, так и в отключаемом токе КЗ; подпитку от асинхронных двигателей- только в ударном токе КЗ.

Расчет токов КЗ ведется в относительных единицах. Для этого все

расчетные данные приводятся к базисному напряжению и базисной мощности.

На питающей подстанции 110 кВ установлены трансформаторы ТМН-2500/110.

Пусть базисная мощность $S_{\bar{o}} = 1000 \text{ МВА}$ и среднее напряжение ступени с точкой КЗ $U_{\bar{o}} = U_{cp} = 10,5 \text{ кВ}$.

Тогда базисный ток равен:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

Сопротивление трансформатора в относительных единицах составит:

$$x_{m*} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{н.тр}} = \frac{10,5}{100} \frac{1000 \cdot 10^3}{2500} = 42 \text{ о.е.}$$

где u_k - справочное напряжения КЗ трансформатора, %

Сопротивление воздушной линии до шин ЦРП в относительных единицах

$$r_{л*} = r_{y\partial} \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2} = 0,2 \cdot 0,6 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,09 \text{ о.е.}$$

$$x_{л*} = x_{y\partial} \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2} = 0,406 \cdot 0,6 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 2,21 \text{ о.е.}$$

Где $r_{y\partial}$ и $x_{y\partial}$ - удельное активное и индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

L - длина линии, км.

Следует отметить, что в расчете участвует лишь одна линия. Это обусловлено тем, что с целью уменьшения токов короткого замыкания на ЦРП предприятия произведено секционирование шин.

Полное сопротивление от шин бесконечной мощности до точки КЗ:

$$z_{рез*} = \sqrt{r_{л*}^2 + (x_{л*} + x_{m*})^2} = \sqrt{1,09^2 + (2,21 + 42)^2} = 44,22 \text{ о.е.}$$

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение

периодической составляющей трехфазного тока КЗ без учета подпитки от электродвигателей рассчитывают по формуле [11]:

$$I_{n0} = \frac{U_* I_{\phi}}{z_{рез*}} = \frac{1,05 \cdot 55}{44,22} = 1,3 \text{ кА}.$$

где U_* - относительное напряжение, принятое на 5% выше номинального напряжения сети.

Ударный ток вычисляется по формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1} \cdot k_y,$$

Где k_y - ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока, определяемая по [14, табл.3.8].

Постоянная T_a и k_y связаны соотношением

$$k_y = (1 + e^{-0,01/T_a}) = (1 + e^{-0,01/0,01}) = 1,369$$

Ударный ток составит:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 1,369 = 2,50 \text{ кА}.$$

6.7 Схема внутрив заводской сети 10 кВ

Распределительная сеть 10 кВ по территории предприятия выполняется кабельными линиями, проложенными в лотковых железобетонных каналах типа ЛК. Выбор данного вида прокладки обусловлен удобством в эксплуатации и практичностью, которые заключаются в отсутствии необходимости организации земляных работ при отыскании места повреждения, возможности производить осмотры кабельных линий, заменять действующие или добавлять новые кабели.

Цеховые подстанции выполняются двухтрансформаторными. Два трансформатора получают питание от разных секций ЦРП по отдельным линиям. В целях обеспечения бесперебойной работы трансформаторов при отключении одной из питающих линий необходимо осуществить

секционирование по стороне 0,4 КВ. В случае аварийного выхода из строя или ремонта одного трансформатора, кабельной линии, необходимо переводить всю нагрузку ТП на оставшийся в работе трансформатор. В случае отключения компенсирующих устройств следует включить цеховые трансформаторы на параллельную работу. В результате необходимо также обеспечить секционирование по стороне 0,4 кВ.

Поскольку, проходящая кабельная линия небольшой длины, а ЦРП и ТП находятся в одной собственности, нет необходимости выполнять распределительное устройство высокого напряжения. Отсутствие электрических аппаратов в РУ ВН повышает надежность электроснабжения при прочих равных условиях, т.к. уменьшено количество элементов в последовательной цепочке передачи электроэнергии. Защита и коммутация в данном случае осуществляется высоковольтными выключателями, расположенными в центре питания.

Питание трансформаторов для электронагрева будет происходить от шин ЦРП, подключенных по два трансформатора на каждую секцию.

В приложении А на плане с картограммой нагрузок изображено размещение подстанций и кабельных линий на территории предприятия. Данное распределение подстанций является наиболее рациональным, так как соблюдается равномерность распределения нагрузки между ними и максимально возможная их приближенность к наибольшим нагрузкам, питающимся от них.

Схема является смешанной, но в большей мере радиальной. Радиальная схема способствует повышению надежности электроснабжения по сравнению с магистральной, и ввиду своей простоты практически исключает опасные последствия в случае ошибочных действий оперативного персонала при производстве переключений.

Расчетный ток линий внутризаводских сетей, питающих цеховые подстанции принят равным номинальному току трансформатора. То есть

для нормального и аварийного режимов, радиально приходящих от ЦРП линий до ТП-1:

$$I_p = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,8 \text{ А};$$

$$I_{p.a.} = \frac{S_{ном.тр} \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1000 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 10} = 115,6 \text{ А};$$

Для нормального и аварийного режимов, радиально приходящих от ЦРП линий до ТП-2:

$$I_p = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,37 \text{ А};$$

$$I_{p.a.} = \frac{S_{ном.тр} \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{630 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 10} = 72,74 \text{ А};$$

Для нормального режима, радиально приходящей от ЦРП линий до трансформаторов для элетроразогрева:

$$I_p = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,37 \text{ А};$$

Требуемое сечение определяется по экономической плотности тока и проверяется по работоспособности в аварийном режиме и по термической стойкости.

Поскольку на территории завода есть опасность механических повреждений в эксплуатации, прокладка кабеля осуществляется открытым способом, то, согласно [9, п.2.3.39, п.2.3.40,], необходимо применить бронированные кабели без горючей полиэтиленовой изоляции. Под условия окружающей среды, где нет агрессивных факторов, подходит кабель

Для примера произведем выбор сечения кабельной линии ЦРП-ТП1. Согласно ранее полученным значениям расчетных токов в нормальном и аварийном режимах сечение провода фазы проектируемой ВЛ можно найти как:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} = \frac{57,8}{1,2} = 48,17 \text{ мм}^2.$$

Близкое стандартное сечение 50 мм². Под условия прокладки, окружающей среды и наличия необходимого типоразмера подходит кабель ААБвГ 50х3. Длительно допустимый ток для данного кабеля 105 А.

Соблюдаются условие:

$$I_p \leq I_{\text{дон}};$$

$$57,8 \text{ А} \leq 105 \text{ А};$$

$$I_{p.a.} \leq 1,25 \cdot I_{\text{дон}};$$

$$115,6 \text{ А} \leq 131,25 \text{ А}.$$

Минимально возможное термически стойкое сечение определяется по формуле

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_m},$$

Где B_{κ} - тепловой импульс тока КЗ, А²с,

C_m - коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника. Согласно [14, табл. 3.14] для кабеля с алюминиевыми сплошными жилами и бумажной изоляцией при напряжении 10 кВ $C_m = 94$.

$$B_{\kappa} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 1300^2 \cdot (2 + 0,01) = 3396900 \text{ А} \cdot \text{с},$$

Где $t_{\text{отк}}$ - принятое время отключения тока КЗ;

T_a - постоянная затухания периодической составляющей тока КЗ, принятая по [14, табл. 3.8] для распределительных сетей 10 кВ $T_a = 0,01 \text{ с}$.

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_m} = \frac{\sqrt{3090576}}{94} = 19,6 \text{ мм}^2.$$

Как видно из данного выражения, принятое сечение 50 мм² проходит по условиям термической стойкости.

Проверка остальных принятых сечений выполняется аналогично. Информация о расчетных токах линий в нормальных и аварийных режимах, принятых сечениях и их допустимых токах приведена в таблице 12.

Таблица 12 – Распределительная сеть 10 кВ

Номер линии	Количество линий	Назначение	Расчетная нагрузка на один кабель		Длина линии L, км	Способ прокладки	Марка и сечение провода	Допустимая нагрузка на кабель	
			В нормальном режиме, I _р , А	В аварийном режиме, I _{р.а.} , А				В нормальном режиме, I _{доп} , А	В аварийном режиме, I _{доп} , А
Л-1	4	ЦРП- Электроразогрев одной линии	36,37	0	50,65,20 0,215	Лоток ЛК	ААБвГ 3х35	80	100
Л-2	2	ЦРП-ТП1	57,8	115,6	215	Лоток ЛК	ААБвГ 3х50	105	131,25
Л-3	2	ЦРП-ТП2	36,37	72,74	130	Лоток ЛК	ААБвГ 3х35	80	100

Схема электроснабжения приведена в приложении Б.

ЦРП предприятия выполняется в модульном исполнении. Модульные конструкции имеют большие преимущества в виду упрощения монтажа и сокращения времени на сооружение подстанции. В зависимости от габаритов распределительного пункта он будет разделён на модули, которые по своим размерам поддаются транспортировке автомобильным или железнодорожным транспортом. Транспортировка стандартных блоков БКТП не требует использования спецтехники, разрешения перевозки и сопровождения негабаритного груза. Распределительные устройства высокого напряжения поставляются в полной заводской готовности. На месте монтажа заранее сооружается фундамент либо устанавливается на железобетонную монолитную плиту поставляемый в комплекте с конструкцией кабельный полуэтаж.

К установке на ЦРП приняты комплектные устройства выкатного исполнения внутренней установки типа К-63, комплектуемые вакуумными выключателями ВБТЭ [5] .

Во всех ячейках распределительного устройства приняты к установке выключатели ВБТЭ-М1-10-20/630 У2

Проверка выбранного аппарата по напряжению:

$$U_{уст} = U_{ном} = 10 \text{ кВ},$$

где $U_{уст}$ - напряжение электроустановки;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение выключателя.

Проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{n0} = 1,3 \text{ кА} < I_{отк.ном} = 20 \text{ кА},$$

где $I_{отк.ном}$ - номинальный ток отключения выключателя.

Возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ определяется из условия

$$i_{\alpha, \tau} \leq i_{a.ном},$$

$i_{\alpha,\tau}$ - апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов, кА;

$i_{\alpha,ном}$ -номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе, кА.

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов определяется как:

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} I_{n0} \cdot e^{-\tau/T_a},$$

Где T_a - постоянная затухания периодической составляющей тока КЗ, принятая по [14, табл. 3.8] для распределительных сетей 10 кВ $T_a = 0,01$ с;

τ -наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, с.

Для выключателя ВБТЭ-М1-10-20/630, согласно паспортным данным собственное время отключения $t_{св}$ составляет 0,04 с. Следовательно

$$\tau = \tau_{з,мин} + t_{св} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с},$$

где $\tau_{з,мин}$ - минимальное время срабатывания релейной защиты, с.

Тогда апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов составит:

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} I_{n0} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot e^{-0,05/0,01} = 0,013 \text{ кА}.$$

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе определяется как:

$$i_{\alpha,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,11 \cdot 20 = 3,11 \text{ кА},$$

где β_n - нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, отн.ед;

$$i_{\alpha,\tau} = 0,013 \text{ кА} < i_{\alpha,ном} = 3,11 \text{ кА}.$$

Электродинамическая стойкость гарантируется при соблюдении следующего условия:

$$i_y \leq i_{дин},$$

Где $i_{дин}$ -ток электродинамической стойкости реактора, равный 51 кА.

$$i_{дин} = 32 \text{ кА} > i_y = 2,50 \text{ кА},$$

Выбранный аппарат проходит проверку на электродинамическую стойкость.

Проверка по термической стойкости осуществляется выполнением условия

$$B_{\kappa}^{зав} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{\kappa,расч},$$

B_{κ} -расчетный импульс квадратичного тока при КЗ за реактором

$I_{тер}$ и $t_{тер}$ - время и среднеквадратичный ток, гарантируемые заводом изготовителем, равные 12,6 кА и 8 с соответственно.

$$B_{\kappa,расч} = 3,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$B_{\kappa}^{зав} = 1270,08 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_{\kappa,расч} = 3,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Следовательно, выбранный выключатель проходит по термической стойкости. Все проверки пройдены успешно.

КРУ К-63 комплектуются трансформаторами тока типа ТЛК-10, трансформаторами напряжения ЗНОЛ.06. Из данных типов измерительных трансформаторов к установке принят трансформатор тока ТЛК-10 630/5 и трансформатор напряжения ЗНОЛ 06-10.

Схема ЦРП предприятия приведена в приложении В.

Для приёма и распределения электрической энергии по цеху в РУ НН устанавливаются панели ЩО-90.

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

7.1 Расчет приведённых затрат для варианта без компенсации реактивной мощности

Ранее приведённые расчеты и анализы показали, что применение компенсации реактивной мощности обеспечило уменьшение требуемого сечения линий внешнего электроснабжения и мощности цеховых трансформаторов. Немаловажным фактором при технико-экономическом обосновании является тариф на электроэнергию, который может изменяться в зависимости от коэффициента мощности на границе балансовой принадлежности предприятия и энергоснабжающей организации.

Очевидно, что в случае применения компенсирующих устройств, коэффициент мощности $\cos \varphi$ будет выше, что повлечет за собой избавление от надбавок к тарифу на оплату электроэнергии. Поэтому целесообразно рассчитать эту самую разницу, которую предприятие будет ежегодно переплачивать при отсутствии компенсации реактивной мощности. Для этого необходимо воспользоваться реальным графиком нагрузок предприятия, полученного по данным АСКУЭ, приборы контроля и учёта которой установлены на фидерах Д-11 и Д-12 районной подстанции. Отчеты о потреблении электроэнергии в период с 15.01.20 00:00 по 16.01.20. 00:00 для первой и второй секций приведены в таблице 13.

Данный график нагрузок является справедливым и для летних суток, так как отопление на предприятии газовое, что не вызывает особых изменений в зимний период. Предприятие работает круглый год без выходных, останавливая производство лишь с 01.01 по 05.01. То есть при расчете потреблённой за год электроэнергии должно быть принято количество дней равное 360.

$$W_{год} = (W_{сут Д11} + W_{сут Д12}) \cdot 360,$$

$W_{\text{сут Д11}}$, $W_{\text{сут Д12}}$ - потребленная за сутки электроэнергия по показаниям прибора учета фидера Д11 и Д12 соответственно.

$$W_{\text{год}} = (18093,6 + 10500,0) \cdot 360 = 10293696 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

Для обеспечения удобства и простоты расчетов оплата электроэнергии считается по одноставочному тарифу. Стоимость 1 киловатт часа принята из приложения 2 к приказу Федеральной службы по тарифам №233 э/2 [15]. Она составляет 2,12096 рубля.

Таблица 13 - Отчет о потреблении электроэнергии с прибора учета, установленного с фидера Д11 и Д12

Присоединение	ООО "ЗКПД ТДСК", ф. Д-11			ООО "ЗКПД ТДСК", ф. Д-12		
Дата	кВт	кВар	$\cos \varphi$	кВт	кВар	$\cos \varphi$
15.01.20 1:00	612,000	418,400	0,826	351,600	314,000	0,746
15.01.20 2:00	537,600	411,200	0,794	358,800	367,600	0,698
15.01.20 3:00	555,000	420,800	0,797	376,200	370,000	0,713
15.01.20 4:00	537,000	366,800	0,826	405,600	338,200	0,768
15.01.20 5:00	685,800	545,600	0,783	510,000	472,600	0,733
15.01.20 6:00	904,200	668,600	0,804	588,000	500,800	0,761
15.01.20 7:00	1 052,400	725,400	0,823	590,400	525,000	0,747
15.01.20 8:00	1 037,400	728,400	0,818	523,200	514,600	0,713
15.01.20 9:00	575,400	402,600	0,819	384,600	254,200	0,834
15.01.20 10:00	724,800	581,000	0,780	505,800	540,400	0,683
15.01.20 11:00	947,400	721,800	0,795	514,800	535,600	0,693
15.01.20 12:00	1 093,800	782,600	0,813	511,800	521,200	0,701
15.01.20 13:00	1 047,000	773,000	0,804	454,200	460,600	0,702
15.01.20 14:00	1 072,800	736,400	0,824	575,400	475,000	0,771
15.01.20 15:00	1 003,200	690,400	0,824	476,400	412,000	0,756
15.01.20 16:00	590,400	455,400	0,792	372,000	320,200	0,758
15.01.20 17:00	708,000	497,800	0,818	399,600	340,000	0,762
15.01.20 18:00	840,600	585,200	0,821	438,000	408,400	0,731
15.01.20 19:00	650,400	470,800	0,810	432,600	385,600	0,746
15.01.20 20:00	664,200	460,000	0,822	553,200	467,800	0,764
15.01.20 21:00	516,600	382,800	0,803	339,600	296,800	0,753
15.01.20 22:00	576,000	433,000	0,799	364,800	354,400	0,717
15.01.20 23:00	567,600	443,200	0,788	366,000	363,400	0,710
16.01.20 0:00	594,000	392,000	0,835	352,800	320,200	0,740
Итого за период	18 093,600	13 093,200		10 745,400	9 858,600	

Расчет повышающих и понижающих коэффициентов к тарифам в зависимости от коэффициента мощности ведется согласно методике, изложенной в приложении к приказу Федеральной службы по тарифам №219- э/6 от 31.08.2010 г. [16].

В рассматриваемом случае повышающий коэффициент к тарифу при отсутствии компенсации реактивной мощности рассчитывается по формуле

$$K = 1 + \Pi,$$

где Π - составляющая тарифа за потребление реактивной мощности сверх установленных предельных значений коэффициента реактивной мощности.

$$\Pi = 0,2 \cdot (tg\varphi_{\phi i} - tg\varphi_i) \cdot d_{pi},$$

где $tg\varphi_{\phi i}$ - фактическое значение соотношения потребления активной и реактивной мощностей в расчетном периоде (месяц);

$tg\varphi_i$ - предельное значение коэффициента реактивной мощности;

d_{pi} - отношение электрической энергии, потребленной в часы больших суточных нагрузок к общему объёму потреблённой за расчетный период электроэнергии.

Фактическое соотношение потребления активной и реактивной мощности принято из расчетных данных

$$tg\varphi_{\phi i} = \frac{Q_p}{P_p} = \frac{2255,73}{2159,87} = 1,044$$

Предельное значение $tg\varphi_i$ регламентируется в [13], в соответствии с которым часы больших суточных нагрузок электрической сети при напряжении сети 10 кВ равно $tg\varphi_i = 0,4$.

Часами больших нагрузок считается период с 7 ч. 00 мин. до 23 ч. 00 мин., если иное не определено договором [13].

При допущении, что график нагрузки является неизменным в течение месяца, соотношение определится следующим образом

$$d_{pi} = \frac{W_{БД11} + W_{БД12}}{W_{сумД11} + W_{сумД12}} = \frac{13668,0 + 7802,4}{18093,6 + 10500,0} = 0,75,$$

Где $W_{БД11}, W_{БД12}$ - электрическая энергия, потреблённая в период с 7 ч. 00 мин. до 23 ч. 00 мин. по показаниям приборов учета ячейки 6 и ячейки 7 соответственно.

Составляющая тарифа за потребление реактивной мощности сверх установленных предельных значений коэффициента реактивной мощности составит

$$П = 0,2 \cdot (1,044 - 0,4) \cdot 0,75 = 0,097$$

Повышающий коэффициент к тарифу в данном случае составит

$$K = 1 + 0,097 = 1,097,$$

Годовая оплата электрической энергии при отсутствии компенсации реактивной мощности составит

$$И_{э200} = W_{200} \cdot T \cdot K = 10293696 \cdot 2,12096 \cdot 1,097 = 23950271,66 \text{ руб.},$$

где T - стоимость одного киловатт часа, руб.

Применение компенсации реактивной мощности снизило значение соотношения активной и реактивной мощностей

$$tg'_i = \frac{Q'_p}{P'_p} = \frac{680,68}{2190,85} = 0,31$$

где Q'_p, P'_p - значение расчетной активной и реактивной мощности при наличии компенсирующих устройств.

Так как $tg'_i - tg\varphi_i < 0$ составляющая Π будет равна нулю [16]. Следовательно, годовая оплата электрической энергии составит

$$И'_{э200} = W_{200} \cdot T \cdot K = 10293696 \cdot 2,12096 = 21715581,08 \text{ руб.},$$

Ежегодная переплата за электроэнергию составит

$$\Delta И_э = И_{э200} - И'_{э200} = 23950271,66 - 21715581,08 = 2234690,578 \text{ руб.},$$

Капитальные вложения на строительство воздушных линий рассчитывается по укрупненным показателям. Укрупненные показатели

стоимости включают все затраты производственного назначения (затраты на строительство, затраты на оборудование, затраты на СМР), а также затраты, сопутствующие строительству, которые составляют 35% от основных вложений в строительство ВЛ. Без установки УКРМ линии внешнего электроснабжения 10кВ будут выполнены двухцепными проводом АС-150/24. Для провода такого сечения необходимо установить железобетонные опоры на напряжение 35 кВ.

Капитальные затраты на ЛЭП определяем по формуле:

$$K_{ЛЭП} = K_0 \cdot l \cdot K_{зон} \cdot K_{усл},$$

где K_0 - базисный показатель стоимости ЛЭП [17, табл. 7.4];

l - длина ЛЭП;

$K_{зон} = 1,5$ - зональный повышающий коэффициент [17, табл. 7.2],

$K_{усл} = 1$ - коэффициент условий прокладки ЛЭП.

При определении K_0 необходимо учесть следующие характеристики:

- Материал опор
- Количество цепей в линии
- Марка провода

$$K_{ЛЭП} = 1070 \cdot 0,96 \cdot 1,5 \cdot 1 = 1540800 \text{ руб.}$$

Эксплуатационные затраты определяются из следующей формулы:

$$I_{ЛЭП} = I_{ам} + I_{обс} + I_{пот},$$

Где $I_{ам}$ - ежегодные амортизационные отчисления, 2,8% от капитальных затрат, руб./год

$I_{обс}$ - годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования, 2,3% от капитальных затрат руб./год;

$I_{пот}$ - стоимость годовых потерь электроэнергии, руб./год;

Ежегодные амортизационные отчисления составят:

$$I_{ам} = 0,028 \cdot 1540800 = 43142,4 \text{ руб./год.}$$

Годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования:

$$I_{\text{обс}} = 0,023 \cdot 1540800 = 35438,4 \text{ руб/год.}$$

Потери активной мощности на передачу реактивной по линиям электропередачи определяются следующим образом:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r,$$

где r - сопротивление линии электропередачи;

P — значение передаваемой активной мощности;

Q - значение передаваемой реактивной мощности.

Согласно графику нагрузки по данным приборов, установленных на фидере Д11, в период с 00 ч. 00 мин до 1 ч. 00 минут среднее значение потребляемой активной мощности составило 612,0 кВт, реактивной-418,4 кВар. Так как сопротивление одного километра АС-150/24 составляет 0,406 Ом, то потери активной энергии за этот час составят:

$$\Delta P = \frac{612,0^2 + 418,4^2}{10^2} \cdot 0,406 \cdot 0,96 = 2,142 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Аналогичным способом рассчитаны потери электроэнергии за каждый час для каждой ячейки и сведены в таблицу 14, согласно которой суточные потери активной энергии на передачу реактивной составили:

$$\Delta W_{\text{сут}} = \Delta W_{\text{Д11}} + \Delta W_{\text{Д12}} = 86,728 + 35,837 = 122,565 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Стоимость годовых потерь, исходя из ранее принятых условий, составит

$$I_{\Delta W, \text{год}} = \Delta W_{\text{сут}} \cdot 360 \cdot T \cdot K = 122,565 \cdot 360 \cdot 2,12096 \cdot 1,097 = 93585,06 \text{ руб/год.}$$

Эксплуатационные затраты составят:

$$I_{\text{лэп}} = 43142,4 + 35438,4 + 93585,06 = 172165,9 \text{ руб/год.}$$

Приведенные затраты на сооружение ВЛ определяются по формуле

$$З_{\text{лэп}} = E_{\text{н}} \cdot K_{\text{лэп}} + I_{\text{лэп}},$$

Где E_H -нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений, равный 0,152[10]

$$Z_{ЛЭП} = 0,152 \cdot 1540800 + 172165,9 = 406367,5 \text{ руб/год.}$$

Приведённые суммарные затраты для варианта без применения компенсации реактивной мощности составят

$$Z_{\text{без укрм}} = Z_{ЛЭП} + \Delta C_{\Sigma} = 406367,5 + 2234690,578 = 2641058,078 \text{ руб/год.}$$

Таблица 14 - Расчет потерь активной мощности в питающих линиях без компенсации реактивной мощности

Присоединение	ООО "ЗКПД ТДСК", ф. Д-11			ООО "ЗКПД ТДСК", ф. Д-12		
Интервал времени	Активная мощность, кВт	Реактивная мощность, кВар	Потери, кВт	Активная мощность, кВт	Реактивная мощность, кВар	Потери, кВт
1:00	612,00	418,40	2,142	351,60	314,00	0,866
2:00	537,60	411,20	1,785	358,80	367,60	1,028
3:00	555,00	420,80	1,891	376,20	370,00	1,085
4:00	537,00	366,80	1,648	405,60	338,20	1,087
5:00	685,80	545,60	2,993	510,00	472,60	1,884
6:00	904,20	668,60	4,929	588,00	500,80	2,325
7:00	1 052,40	725,40	6,368	590,40	525,00	2,433
8:00	1 037,40	728,40	6,263	523,20	514,60	2,099
9:00	575,40	402,60	1,922	384,60	254,20	0,828
10:00	724,80	581,00	3,363	505,80	540,40	2,135
11:00	947,40	721,80	5,529	514,80	535,60	2,151
12:00	1 093,80	782,60	7,050	511,80	521,20	2,080
13:00	1 047,00	773,00	6,602	454,20	460,60	1,631
14:00	1 072,80	736,40	6,599	575,40	475,00	2,170
15:00	1 003,20	690,40	5,780	476,40	412,00	1,546
16:00	590,40	455,40	2,167	372,00	320,20	0,939
17:00	708,00	497,80	2,920	399,60	340,00	1,073
18:00	840,60	585,20	4,089	438,00	408,40	1,398
19:00	650,40	470,80	2,513	432,60	385,60	1,309
20:00	664,20	460,00	2,544	553,20	467,80	2,046
21:00	516,60	382,80	1,611	339,60	296,80	0,793
22:00	576,00	433,00	2,024	364,80	354,40	1,008
23:00	567,60	443,20	2,021	366,00	363,40	1,037
0:00	594,00	392,00	1,974	352,80	320,20	0,885
Итого за сутки			86,728			35,837

7.2 Расчет приведённых затрат для варианта с применением компенсации реактивной мощности

В расчет приведённых затрат для варианта с применением компенсации реактивной мощности включается стоимость автоматических конденсаторных установок, но исключается переплата за электроэнергию, вызванная повышенным потреблением реактивной мощности.

Штрих у обозначения величины в формулах означает что данное значение относится к варианту с применением компенсации реактивной мощности.

При установке УКРМ линии внешнего электроснабжения 10кВ будут выполнены двухцепными проводом АС-120/27. Для провода такого сечения необходимо установить железобетонные опоры на напряжение 35 кВ.

Капитальные затраты на ЛЭП составят:

$$K'_{ЛЭП} = K_0 \cdot l \cdot K_{зон} \cdot K_{усл},$$

$$K'_{ЛЭП} = 1070 \cdot 0,96 \cdot 1,5 \cdot 1 = 1540800 \text{ руб.}$$

Ежегодные амортизационные отчисления составят:

$$I_{ам} = 0,028 \cdot 1540800 = 43142,4 \text{ руб/год.}$$

Годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования:

$$I_{обс} = 0,023 \cdot 1540800 = 35438,4 \text{ руб/год.}$$

Потери активной мощности на передачу реактивной по линиям электропередачи с учетом компенсации можно с достаточной для расчетов точностью определить, зная коэффициент мощности $\cos \varphi$ для каждого часа пропорционально изменению среднего его значения

$$\Delta \cos \varphi = \frac{\cos \varphi'_p}{\cos \varphi_p} = \frac{0,96}{0,77} = 1,25$$

где $\cos \varphi'_p$ и $\cos \varphi_p$ – значения среднего коэффициента мощности с применением и без применения компенсации реактивной мощности соответственно.

Данное соотношение показывает во сколько в среднем вырос коэффициент мощности благодаря применению компенсирующих устройств.

Согласно графику нагрузки по данным приборов, установленных на фидере Д12, в период с 00 ч. 00 мин до 1 ч. 00 минут среднее значение коэффициента мощности составило 0,746 кВар. С введением компенсации реактивной мощности он возрастёт в среднем в 1,25 раза, то есть

$$\cos \varphi' = \cos \varphi \cdot \Delta \cos \varphi = 0,746 \cdot 1,25 = 0,93.$$

Тогда средняя реактивная мощность за данный период составит

$$Q' = P \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi') = 314,0 \cdot 0,4 = 124,1 \text{ кВар},$$

где P – средняя за период реактивная мощность.

Потери активной мощности на передачу реактивной по линиям электропередачи за данный период:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q'^2}{U^2} \cdot r = \frac{351,6^2 + 136,372^2}{10^2} \cdot 0,414 \cdot 0,96 = 0,565 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Аналогичным способом рассчитаны потери электроэнергии за каждый час для каждой ячейки и сведены в таблицу 15, согласно которой суточные потери активной энергии на передачу реактивной составили:

$$\Delta W'_{\text{сут}} = \Delta W_{\text{Д11}} + \Delta W_{\text{Д12}} = 58,47 + 23,43 = 81,9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Стоимость годовых потерь, исходя из ранее принятых условий, составит

$$I'_{\Delta W, \text{год}} = \Delta W'_{\text{сут}} \cdot 360 \cdot T \cdot K = 81,9 \cdot 360 \cdot 2,12096 \cdot 1,097 = 68600,2 \text{ руб/год.}$$

Эксплуатационные затраты составят:

$$I'_{\text{ЛЭП}} = I_{\text{ЛЭП}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{обс}} + I_{\text{ном}} = 43142,4 + 35438,4 + 68600,2 = 147181$$

Приведенные затраты на сооружение ВЛ:

$$Z'_{\text{ЛЭП}} = E_H \cdot K'_{\text{ЛЭП}} + H'_{\text{ЛЭП}} = 0,152 \cdot 1540800 + 147181 = 381382,6 \text{ руб/год.}$$

Таблица 15 - Расчет потерь активной мощности в питающих линиях с учетом компенсации реактивной мощности

Присоединение	ООО "ЗКПД ТДСК", ф. Д-11					ООО "ЗКПД ТДСК", ф. Д-12				
Интервал времени	Активная мощность, кВт	$\cos \varphi$	$\cos \varphi'$	Реактивная мощность, кВар	Потери, кВт	Активная мощность, кВт	$\cos \varphi$	$\cos \varphi'$	Реактивная мощность, кВар	Потери, кВт
1:00	612,00	0,83	1,00	0,00	1,489	351,60	0,75	0,93	136,37	0,565
2:00	537,60	0,79	0,99	64,57	1,165	358,80	0,70	0,87	200,34	0,671
3:00	555,00	0,80	1,00	49,37	1,234	376,20	0,71	0,89	191,48	0,708
4:00	537,00	0,83	1,00	0,00	1,146	405,60	0,77	0,96	118,23	0,709
5:00	685,80	0,78	0,98	145,60	1,953	510,00	0,73	0,92	222,06	1,230
6:00	904,20	0,80	1,00	0,00	3,249	588,00	0,76	0,95	189,85	1,517
7:00	1 052,40	0,82	1,00	0,00	4,402	590,40	0,75	0,93	225,64	1,588
8:00	1 037,40	0,82	1,00	0,00	4,277	523,20	0,71	0,89	266,34	1,370
9:00	575,40	0,82	1,00	0,00	1,316	384,60	0,83	1,00	0,00	0,588
10:00	724,80	0,78	0,98	164,07	2,195	505,80	0,68	0,85	307,90	1,394
11:00	947,40	0,80	0,99	101,55	3,608	514,80	0,69	0,87	296,97	1,404
12:00	1 093,80	0,81	1,00	0,00	4,755	511,80	0,70	0,88	282,06	1,357
13:00	1 047,00	0,80	1,00	0,00	4,357	454,20	0,70	0,88	248,01	1,064
14:00	1 072,80	0,82	1,00	0,00	4,574	575,40	0,77	0,96	158,77	1,416
15:00	1 003,20	0,82	1,00	0,00	4,000	476,40	0,76	0,95	164,11	1,009
16:00	590,40	0,79	0,99	85,11	1,414	372,00	0,76	0,95	125,70	0,613
17:00	708,00	0,82	1,00	0,00	1,992	399,60	0,76	0,95	128,45	0,700
18:00	840,60	0,82	1,00	0,00	2,808	438,00	0,73	0,91	194,12	0,912
19:00	650,40	0,81	1,00	0,00	1,681	432,60	0,75	0,93	166,70	0,854
20:00	664,20	0,82	1,00	0,00	1,753	553,20	0,76	0,95	172,87	1,335
21:00	516,60	0,80	1,00	0,00	1,061	339,60	0,75	0,94	121,90	0,517
22:00	576,00	0,80	1,00	23,53	1,321	364,80	0,72	0,90	180,21	0,658
23:00	567,60	0,79	0,99	98,65	1,319	366,00	0,710	0,887029	190,51	0,677
0:00	594,00	0,83	1,00	0,00	1,402	352,80	0,740	0,925613	144,26	0,577

Капитальные вложения на установку автоматических конденсаторных установок складываются из их стоимости и затрат на установку и настройку. Последние составляют примерно 10 % от стоимости оборудования. В таблице 16 приведены стоимости выбранных установок согласно прайс-листу компании «Хомов электро».

Таблица 16 - Стоимость установок КРМТ(Ф) по прайс-листу

Установка компенсации реактивной мощности	Стоимость, тыс. руб.
УКРМТ(Ф) 0,4-500-20	480
УКРМТ(Ф) 0,4-225-25	250
УКРМТ(Ф) 0,4-550-50	510
УКРМТ(Ф) 0,4-550-50	510

Суммарная стоимость установок составляет 1750000 руб. Следовательно, капитальные затраты на их установку с учетом монтажа и настройки составят

$$K_{KPM} = 1750000 \cdot 1,1 = 1952000 \text{ руб.}$$

Ежегодные амортизационные отчисления составят:

$$I_{ам KPM} = 0,028 \cdot 1952000 = 59300 \text{ руб/год.}$$

Годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт установок:

$$I_{обс KPM} = 0,015 \cdot 1952000 = 29280 \text{ руб/год.}$$

Эксплуатационные затраты составят:

$$I_{KPM} = I_{ам KPM} + I_{обс KPM} = 59300 + 29280 = 88580 \text{ руб/год.}$$

Приведенные затраты на установку компенсирующих устройств:

$$З_{KPM} = E_n^{об} \cdot K_{KPM} + I_{KPM} = 0,193 \cdot 1952000 + 88580 = 465316 \text{ руб/год.}$$

Где $E_n^{об}$ - коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений для силового оборудования, равный 0,193[18].

Суммарные приведённые затраты для варианта с применением компенсации реактивной мощности

$$З' = З'_{ЛЭП} + З_{KPM} = 381382 + 465316 = 846698 \text{ руб/год.}$$

7.3 Выбор оптимального варианта

Критерием выбора оптимально варианта является минимум приведённых затрат. Наиболее выгодным является вариант с применением автоматических конденсаторных установок, суммарные приведённые затраты на который оказались более чем в три раза ниже по сравнению с противоположным вариантом (таблица 17). Определяющую роль в данном сопоставлении сыграла надбавка к тарифу за повышенное потребление реактивной энергии, которую удалось избежать благодаря применению компенсирующих устройств, что свидетельствует о целесообразности внедрения данного мероприятия на рассматриваемом действующем предприятии

Согласно выше проведённому анализу, достигаемая экономия затрат за счет избавления от надбавки к тарифу составила

$$\Delta I_{\text{э}} = 2234690,578 \text{ руб/год.}$$

Экономия, сопутствующая снижению расхода электроэнергии в виде сокращения потерь активной мощности, составила

$$\Delta D_{\text{con}} = I_{\Delta W, \text{зод}} - I'_{\Delta W, \text{зод}} = 93585,06 - 68600,2 = 24984,86 \text{ руб/год.}$$

Экономический эффект при внедрении на действующем предприятии компенсации реактивной мощности

$$\Delta D_{\Sigma} = \Delta I_{\text{э}} + \Delta D_{\text{con}} - I_{\text{ам КРМ}} - I_{\text{обс КРМ}};$$

$$\Delta D_{\Sigma} = 2234690,578 + 24984,86 - 59300 - 29280 = 2171095,438 \text{ руб/год.}$$

Таблица 17 - Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование затрат	Вариант с применением УКРМ	Вариант без применения УКРМ
Капитальные затраты, руб.		
Линии электропередачи	1540800	1540800
Компенсирющие устройства	1952000	-
Итого	3492800	1540800
Эксплуатационные издержки, руб./год		
Затраты на обслуживание и ремонт	64718,4	35438,4
Амортизационные отчисления	102442,4	43142,4
Переплата за электрическую энергию	-	2234690,578
Оплата потерь в линиях	68600,2	93585,06
Итого	235761	2406856,438
Приведенные затраты, руб./год		
Линии электропередачи	381382,6	406397
Компенсирющие устройства	465316	-
Суммарные приведенные затраты, руб./год		
	1846698	2610058

Срок окупаемости установок компенсации реактивной мощности при внедрении их на данном этапе составит

$$\tau_{ок} = \frac{K_{КРМ}}{\Delta D_{\Sigma}} = \frac{1952000}{2171095} \approx 1 \text{ год.}$$

Расчет показал, что применение компенсации реактивной мощности является эффективным способом увеличения пропускной способности элементов электроснабжения, экономии на оплате электроэнергии, повышения энергоэффективности производства.

Одним из наиболее значимых преимуществ компенсации реактивной мощности является возможность внедрения её на любом этапе, то есть отсутствие потребности в реконструкции сети. Применение комплектных конденсаторных установок не требует больших затрат на их монтаж и ввод в эксплуатацию. Сметная стоимость монтажа установки КРМТ(Ф) - 0,4-500-20 приведена в таблице 18.

Таблица 18 - Сметная стоимость монтажа установки КРМТ(Ф) -0,4-500-20 в РУ 0,4 кВ

Наименование	Единица измерения	Количество	Стоим. единицы, руб.	Общая стоим.,
Монтажные работы				
Стоимость установки КРМТ(Ф) - 0,4-500-20	шт.	1	480000	480000
Кабель ВВнг 1х185	м.	60	611,44	36686,4
Прокладка кабеля ВВнг 1х185 по прямку РУ	м/п	60	40	2400
Маркировка жилы кабеля сечением 185мм	шт.	12	100	1200
Наконечник под опрессовку кабеля с медной жилой сечение 185 мм медный ТМЛ 185-16-21	шт.	12	120,76	1449,12
Опрессовка жилы кабеля сечением 185 мм	шт.	12	100	1200
Подключение кабеля сечением 185 мм к установке	шт.	6	20	120
Подключение заземляющего проводника установки к контуру заземления	шт.	1	50	50
Сверление отверстий диаметром 10 мм в бетонном полу	шт.	4	80	320
Закрепление установки анкерными болтами 10х100	шт.	4	20	80
Автоматический выключатель ВА 5241/1000 А стационарный с ручным приводом	шт.	1	20483	20483
Установка трёхполюсного автоматического выключателя в панель ЩО-70 с подключением	шт.	1	1200	1200
Трансформатор тока ТТИ-60 1000/5 А 10 ВА 0,5	шт.	1	600	600
Подключение трансформатора тока 1000/5	шт.	1	100	100
Провод ПуГВ 1х2,5	м.	20	10	200
Металлорукав 6 мм	м.	10	10	100
Прокладка провода сечением 2,5 мм в металлорукаве	м/п	20	10	200

Продолжение таблицы 18

Пусконаладочные работы				
Проверка наличия цепи между заземлителями и заземленными элементами	1 измерение	1	100	100
Замер ёмкости конденсатора	1 измерение	11	50	550
Замер сопротивления изоляции	1 измерение	1	500	500
Настройка и программирование регулятора КРМ	1 настройка	1	500	500
Итого по смете				
Стоимость оборудования и материалов			539518,52	
Стоимость монтажных работ			6870	
Стоимость пусконаладочных работ			1650	
Всего по смете			548038,52	

7.4 Выбор тарифа на оплату электроэнергии

Выбор наиболее оптимального тарифа осуществляется посредством анализа графика нагрузки и производственного процесса предприятия. Применение дифференцированного тарифа является заведомо нецелесообразным, что обусловлено значительным снижением нагрузки в часы ночного минимума. Это вызвано тем, что в ночные часы в работе остаётся только основное производство. Введение ночных смен для вспомогательных цехов нецелесообразно, так как это вызовет значительные затраты на повышение оплаты труда за работу в ночное время, повлечет за собой потребность в расширении штата.

Наиболее актуальным в конкретном случае является сопоставление между собой одноставочного и двухставочного тарифов. Как видно из отчетов о потреблении электрической энергии по данным приборов АСКУЭ, максимум нагрузки приходится на 14 часов 00 минут, который составляет 1647,4 кВт или 1,647 МВт. Согласно ранее принятым допущениям, потреблённая за месяц электроэнергия составит

$$W_{\text{мес}} = (W_{\text{сут Д11}} + W_{\text{сут Д12}}) \cdot K_{\text{Д}} = (18093,6 + 10500,0) \cdot 31 = 886401,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$K_{\text{Д}}$ - количество дней в месяце (график нагрузки для январьских суток).

Согласно ценам, принимаемым по [1], оплата электроэнергии за рассматриваемый месяц по двухставочному тарифу составит

$$C_{\Sigma} = P_{\text{max}} \cdot T^{(M)} + W_{\text{мес}} \cdot T^{(2)},$$

P_{max} - максимум нагрузки в текущем месяце, МВт;

$T^{(M)}$ - плата за заявленный максимум нагрузки, руб/МВт,

$T^{(2)}$ - плата за электроэнергию по двухставочному тарифу, руб/МВт·ч.

$$C_{\Sigma} = 1,647 \cdot 944980,87 + 886,401 \cdot 297,04 = 1819680,0 \text{ руб.}$$

При применении одноставочного тарифа оплата за электроэнергию составит

$$C = W_{\text{мес}} \cdot T^{(1)} = 886401,6 \cdot 2,12096 = 1880022,34 \text{ руб},$$

$T^{(1)}$ - плата за электроэнергию по одноставочному тарифу, руб/кВт·ч.

Переплата за электроэнергию при применении одноставочного тарифа по сравнению с двухставочным составила 60342,34руб. Очевидно, что двухставочный тариф наиболее приемлем и выгоден для предприятия. Кроме того, вполне реально осуществить снижение пика нагрузки, тем самым снизить плату за заявленный максимум, что ещё значительно снизит затраты на оплату электроэнергии. Выравнивание графика нагрузки в дневную смену возможно при корректировке производственного процесса со смещением времени перерыва отдельных производственных участков относительно друг друга, времени начала и окончания их работы. Это не потребует каких-либо доплат к заработной плате и расширения штата как в случае с вариантом введения ночных смен. Применение двухставочного тарифа не только снизит затраты на оплату электроэнергии, но и создаст основы стимулирования к выравниванию графика нагрузки с целью обеспечения ещё большего снижения затрат, тем самым оказав благоприятное воздействие не только для предприятия, но и для энергосистемы.